



**Universidad Nacional Mayor de San Marcos**

**Universidad del Perú. Decana de América**

**Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica**

**Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica**

**Plan de mantenimiento basado en confiabilidad para la  
subestación eléctrica interior de una entidad financiera**

**TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL**

Para optar el Título Profesional de Ingeniero Electricista

**AUTOR**

Isaac Renato ZA VALETA BURGA

**ASESOR**

Guzmán Estremadoyro WALTER ALEJANDRO

Lima, Perú

2021



Reconocimiento - No Comercial - Compartir Igual - Sin restricciones adicionales

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

Usted puede distribuir, remezclar, retocar, y crear a partir del documento original de modo no comercial, siempre y cuando se dé crédito al autor del documento y se licencien las nuevas creaciones bajo las mismas condiciones. No se permite aplicar términos legales o medidas tecnológicas que restrinjan legalmente a otros a hacer cualquier cosa que permita esta licencia.

## Referencia bibliográfica

---

Zavaleta, I. (2021). *Plan de mantenimiento basado en confiabilidad para la subestación eléctrica interior de una entidad financiera*. [Trabajo de suficiencia profesional de pregrado, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica, Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica]. Repositorio institucional Cybertesis UNMSM.

---

## Metadatos complementarios

Datos de autor	
Nombres y apellidos	Isaac Renato Zavaleta Burga
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	70384744
URL de ORCID	<a href="https://orcid.org/0000-0002-7051-8847">https://orcid.org/0000-0002-7051-8847</a>
Datos de asesor	
Nombres y apellidos	Walter Alejandro Guzmán Estremadoyro
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	21143307
URL de ORCID	<a href="https://orcid.org/0000-0002-7550-0371">https://orcid.org/0000-0002-7550-0371</a>
Datos del jurado	
Presidente del jurado	
Nombres y apellidos	Hernán Antonio Orbezo Urquizo
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	10296717
Miembro del jurado 1	
Nombres y apellidos	Hugo Ávila Vargas
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	09295655
Miembro del jurado 2	
Nombres y apellidos	Walter Alejandro Guzmán Estremadoyro
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	21143307

Miembro del jurado 3	
Nombres y apellidos	Rejis Renato Paredes Penafiel
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	06758404
Datos de investigación	
Línea de investigación	Gestión del mantenimiento
Grupo de investigación	No aplica.
Agencia de financiamiento	Sin financiamiento
Ubicación geográfica de la investigación	País: Perú Departamento: Lima Provincia: Lima Distrito: San Isidro Urbanización: Jardín Calle: Avenida República de Panamá 3055 Latitud: -12.09361 Longitud: -77.02114
Año o rango de años en que se realizó la investigación	Julio 2019 – Octubre 2020
URL de disciplinas OCDE	Ingeniería eléctrica, Ingeniería electrónica <a href="https://purl.org/pe-repo/ocde/ford#2.02.00">https://purl.org/pe-repo/ocde/ford#2.02.00</a>



UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS  
(Universidad del Perú, DECANA DE AMÉRICA)  
FACULTAD DE INGENIERIA ELECTRÓNICA Y ELÉCTRICA  
Teléfono 619-7000 Anexo 4226  
Calle Germán Amezaga 375 – Lima 1 – Perú



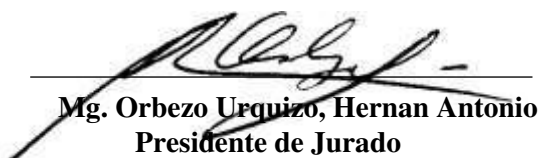
## ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TRABAJO DE SUFICIENCIA PROFESIONAL Nº 039/FIEE-EPIE/2021

Los suscritos Miembros del Jurado, nombrados por la Comisión Ejecutiva del Programa de Perfeccionamiento Profesional de la Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica, reunidos en la fecha, Bajo La Presidencia Del **Mg. Orbezo Urquizo, Hernan Antonio** integrado por el **Dr. Guzmán Estremadoyro, Walter Alejandro** y el **Dr. Avila Vargas, Hugo**.

Después de escuchar la Sustentación de Trabajo de Suficiencia Profesional del **Bach. ZAVALETA BURGA, ISAAC RENATO** con código **Nº 12190058** que para optar el Título Profesional de Ingeniero Electricista sustentó su Trabajo de Suficiencia Profesional titulada “**PLAN DE MANTENIMIENTO BASADO EN CONFIABILIDAD PARA LA SUBESTACION ELECTRICA INTERIOR DE UNA ENTIDAD FINANCIERA**”

El jurado examinador procedió a formular las preguntas reglamentarias y, luego de una deliberación en privado, decidió aprobar otorgándole el calificativo de dieciséis (**16**)

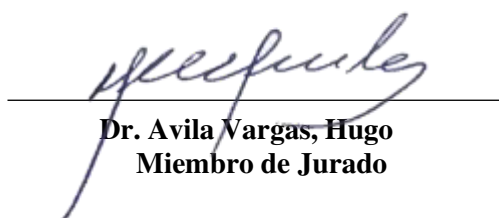
Ciudad Universitaria, 13 de agosto del 2021



Mg. Orbezo Urquizo, Hernan Antonio  
Presidente de Jurado



Dr. Guzmán Estremadoyro, Walter Alejandro  
Miembro de Jurado



Dr. Avila Vargas, Hugo  
Miembro de Jurado

## RESUMEN

En el presente trabajo se desarrolla el diseño de un plan de mantenimiento centrado en confiabilidad para la subestación eléctrica interior de una entidad financiera. Se aplicó la metodología del RCM II conocida como “Mantenimiento Centrado en Confiabilidad”, fundamentada en las normas americanas SAE JA2011 y SAE JA2012, reconocidas y utilizadas con éxito en el ámbito industrial, en diversas instituciones a nivel mundial.

Durante la elaboración del plan se efectuó un análisis del estatus actual de la subestación y su mantenimiento actual, revisión de documentos: historial de mantenimientos e indagación de las funciones del área de Servicios Generales de la institución; asimismo, planos de instalaciones y unifilares, memorias descriptivas, reportes de campo, a fin de obtener mayor información.

Este documento pretende perfeccionar las condiciones de trabajo durante la operación, seguridad en el trabajo, uniformizar el proceso de mantenimiento y entregables, afianzar las actividades operativas para evitar potenciales averías y el deterioro de los activos y primordialmente el daño de los recursos humanos.

Actualmente se encuentra en periodo de formalización en la institución y difusión entre los responsables del mantenimiento, a fin de aumentar las competencias y destreza, establecer procedimientos, definir estándares, evitar accidentes y garantizar la confiabilidad de la subestación.

Palabras clave: Mantenimiento Centrado en Confiabilidad, Modo de fallo, fallos funcionales, tareas, contexto operacional.

## **ABSTRACT**

In this work, the design of a maintenance plan focused on reliability for the interior electrical substation of a financial entity is developed. The RCM II methodology known as "Reliability Centered Maintenance" was applied, based on the American standards SAE JA2011 and SAE JA2012, recognized and used successfully in the industrial field, in various institutions worldwide.

During the preparation of the plan, an analysis of the current status of the substation and its current maintenance was carried out, review of documents: maintenance history and investigation of the functions of the General Services area of the institution; likewise, plans of installations and single lines, descriptive reports, field reports, in order to obtain more information.

This document aims to improve working conditions during operation, safety at work, standardize the maintenance process and deliverables, strengthen operational activities to avoid potential breakdowns and deterioration of assets and primarily damage to human resources.

It is currently in a period of formalization in the institution and dissemination among those responsible for maintenance, in order to improve their skills and abilities, define procedures, establish standards, avoid accidents and guarantee the reliability of the substation.

**Keywords:** Maintenance Focused on Reliability, Failure Mode, Functional Failures, Tasks, Operational Context.



## INDICE GENERAL

RESUMEN	ii
ABSTRACT	iii
INDICE GENERAL	iv
INDICE DE FIGURAS	vi
INDICE DE TABLAS	viii
<a href="#"><u>CAPITULO I</u></a>	
I. INTRODUCCION	1
<a href="#"><u>CAPITULO II</u></a>	
II. INFORMACION DEL LUGAR DONDE SE REALIZO LA INVESTIGACION	3
2.1 Institución donde se desarrolló la actividad	3
2.2 Periodo de duración de la actividad	3
2.3 Finalidad y objetivos de la entidad	3
2.4 Razón Social	4
2.5 Correo electrónico de profesional a cargo	4
<a href="#"><u>CAPITULO III</u></a>	
III. DESCRIPCION DE LA ACTIVIDAD	5
3.1 Organización de la actividad	5
3.2 Finalidad y objetivos de la actividad	6
3.3 Problemática	7
3.4 Metodología y Procedimientos	7
3.5 Resultados de la actividad	23
<a href="#"><u>CAPITULO IV</u></a>	
IV. CONCLUSIONES	45
<a href="#"><u>CAPITULO V</u></a>	
V. RECOMENDACIONES	47
<a href="#"><u>CAPITULO VI</u></a>	
BIBLIOGRAFIA	49
<a href="#"><u>CAPITULO VII</u></a>	



## INDICE DE FIGURAS

Ilustración 1 Ejemplo de Hoja de Información RCM II aplicado a electrobomba	10
Ilustración 2 Categoría de las Consecuencias de los Modos de Fallo	12
Ilustración 3 Gráfico de condición en función del tiempo. Intervalo P-F	13
Ilustración 4 Modelo de aplicación del RCM II	15
Ilustración 5 Grupo típico de revisión RCM	16
Ilustración 6 Hoja de decisión RCM	17
Ilustración 7 Diagrama de Decisión RCM II (validado por SAE)	18
Ilustración 8 Sede Central y ubicación de las subestaciones interiores	24
Ilustración 9 Organigrama actual de la institución	25
Ilustración 10 Fotografía de relé ABB REF 630	26
Ilustración 11 Relé ABB REF 615	27
Ilustración 12 Relé ABB RET 615	28
Ilustración 13 Relé WOODWARD SEG WIPI	29
Ilustración 14 Interruptor ABB VD4	29
Ilustración 15 Grupo de revisión RCM	30
Ilustración 16 Celda de salida al Centro de Procesamiento de Datos	32
Ilustración 17 Mando de celda CPD	33
Ilustración 18 Celda K01	36
Ilustración 19 Celda K02	37
Ilustración 20 Celda J01	38
Ilustración 21 Esquema de SS.EE Principal 22.9/10 KV – Puerta C	83
Ilustración 22 Sótano 2 Complejo Sede Central – SS.EE 10/0,38/0,44 KV	83
Ilustración 23 Potencia contratada, punto de suministro, nivel de tensión y BRG	83
Ilustración 24 Perfil de carga de la Sede Central	83
Ilustración 25 Acta de conformidad de servicio (Subestación Puerta C)	83
Ilustración 26 Acta de conformidad de servicio (Sótano 2 - TDP)	83
Ilustración 27 Acta de conformidad de servicio (Mantto. interruptores TDP)	83
Ilustración 28 Acta de conformidad de servicio (Mantto. interruptores TDP)	83

Ilustración 29 Acta de conformidad (mantenimiento de sistemas de puesta a tierra)	83
Ilustración 30 Diagrama de conexión del relé ABB REF 630	83
Ilustración 31 Diagrama de conexión del relé ABB REF 615	83
Ilustración 32 Diagrama de conexión del relé ABB RET 615	83
Ilustración 33 Diagrama de conexión del relé WOODWARD SEG	83

## INDICE DE TABLAS

Tabla 1 Hoja de Información RCM II	21
Tabla 2 Hoja de Decisión de Mantenimiento RCM II	21
Tabla 3 Flota de transformadores de subestación (seco y en aceite)	53
Tabla 4 Relés de protección en las celdas de las subestaciones	54
Tabla 5 Características de celdas e interruptores - Subestación Puerta C	55
Tabla 6 Características celdas e interruptores - Subestación Sótano 2	56
Tabla 7 Tableros de Distribución en baja tensión - Subestación Sótano 2	57
Tabla 8 Tableros de Distribución en baja tensión - Subestación Sótano 2	58
Tabla 9 Pozos a tierra y sus ubicaciones	59
Tabla 10 Etapas de rechazo de carga del relé de protección ABB REF 630	59
Tabla 11 Márgenes de ajuste para relé WOODWARD SEG WIP1-1 I1-E1	60
Tabla 12 Márgenes de tiempo para el interruptor ABB VD4 12	60
Tabla 13 Grupo de trabajo RCM	61
Tabla 14 Cuadro de detalle: Funcionalidades primarias y secundarias	63
Tabla 15 Plan de mantenimiento producto de análisis RCM II	66
Tabla 16 Programación de actividades complementarias	73
Tabla 17 Diseño de plan de respaldo ante contingencia durante mantenimiento	81
Tabla 18 Tolerancias calculadas para las corrientes inyectadas (<5%)	82
Tabla 19 Tolerancias calculadas para los tiempos de disparo (<10 ms)	82

## **I. INTRODUCCION**

El mantenimiento de las instalaciones de una empresa, según lo señalado por (Serrano, s.f.), el cual cita a Porter (1985):

“Es la parte activa de las operaciones de la empresa, teniendo una vital importancia dentro de ésta al igual que otras áreas como: producción, recursos humanos, calidad, ventas, mercadotecnia, finanzas, etc. Sin un adecuado mantenimiento se ve mermado el crecimiento del negocio, reflejado en otras áreas. Hoy en día, la empresa ya no es vista como un edificio con divisiones internas que separan las actividades de cada área, sino como un todo en constante movimiento que forma parte de una cadena productiva, conformada por participantes internos y externos enfocados hacia el objetivo de satisfacer al cliente, entregando productos y servicios de calidad en el menor tiempo y a un bajo costo”.

Al efectuar el estudio del comportamiento de la producción y su relación con inconvenientes que se suscitan en canto a procesos o sistemas integrados, se halla conflictos constantemente en áreas administrativas y técnicas, que en diversas circunstancias fungen de freno mental en los operarios de producción y mantenimiento. Producto de aquella pugna surgen observaciones que inciden de forma directa en el desempeño de la institución: La eficacia de la operación y producción, los gastos, el tiempo de trabajo, calidad y velocidad de producción; por tanto, cumplimiento de los ANS de los contratos vigentes.

Como continúa (Serrano, s.f.): Es por ello que las operaciones y los objetivos principales del mantenimiento busca suplir con: Mejorar la disponibilidad de los sistemas productivos y grupos de trabajo, menguando los gastos de mantenimiento, maximizando la vida útil de los equipos.

“La estructura organizacional de una entidad se modifica según los nuevos requerimientos de su fuente de negocio, así como: el tamaño, tipo de producción a la que se avoca, y tipo de procesos productivos. Sustentándose en las habilidades y planes establecidos a efectuar en el proceso principal del negocio, garantizando la calidad del servicio en todo momento”.

La tarea del departamento de mantenimiento es salvaguardar la operatividad de los elementos principales que conforman los subsistemas y sistemas en altos estándares de operación mezclando distintas técnica, tecnología y gestión administrativa, apelando a menguar las averías. En aquel contexto, se suscitan distintos modos de fallo, que no se abordarán de raíz debido a que no es la finalidad del presente trabajo.

“Su importancia en la industria radica en la función que desempeña al disminuir o minimizar el riesgo de que ocurra una falla, ruptura o quiebre buscando la conservación de los equipos, edificios y activos del negocio. De acuerdo con la Comunidad Latinoamericana de Mantenimiento (PLM 2007), identifica que las consecuencias por la falta de mantenimiento pueden clasificarse en cuatro grupos principales: Fallas ocultas, de seguridad y medio ambiente, operacionales, no operacionales.”

No obstante, el permanente cambio de la cultura organizacional de las instituciones y la demanda actual de la alta productividad, confiabilidad y continuidad de los negocios exigen que las áreas de mantenimiento deban implementar un Sistema de Gestión de Mantenimiento Dinámico, que contenga toda la información necesaria para el replanteo de las opciones de mantenimiento en base a estadísticos, costos y oportunidades, también, visto desde el punto de vista de las intervenciones que se efectúan antes, durante y después por niveles; se suman a las herramientas que hacen uso para su desenvolvimiento óptimo. Parte de ésta metodología es utilizada en la mayor parte de las empresas; como indica el siguiente autor:

“En múltiples casos solo utilizan los tres primeros puntos del sistema más su experiencia en el proceso Alsyouf (2009)”.

## **II. INFORMACION DEL LUGAR DONDE SE DESARROLLO LA ACTIVIDAD**

### **2.1 Institución donde se desarrolló la actividad**

La sede central del Banco BBVA Perú, se encuentra ubicada en el distrito de San Isidro, sito en Avenida República de Panamá N° 3055, Urb. El Palomar.

### **2.2 Periodo de duración de la actividad**

El periodo de duración de la actividad fue de 06 meses, que comprende desde el mes de julio hasta diciembre del 2019.

### **2.3 Finalidad y objetivos de la entidad**

El BBVA es una sólida institución financiera fundada en Lima en el año 1951.

Su propósito es poner al alcance de todos los peruanos las oportunidades de esta nueva era, contribuyendo a la realización de sus sueños y proyectos, mediante la financiación de todos sus planes comerciales y personales.

Además, el BBVA dedica gran parte de sus esfuerzos al desarrollo de la Responsabilidad Social, en todo el territorio peruano.



## **2.4 Razón Social**

Banco BBVA Perú S.A. – RUC N° 20100130204

## **2.5 Correo electrónico de profesional a cargo**

Ing. Angy Montoro Rebaza, Jefe de mantenimiento de equipos e instalaciones BBVA Perú, correo electrónico: [a.m.rebaza@bbva.com.pe](mailto:a.m.rebaza@bbva.com.pe)

### **III. DESCRIPCION DE LA ACTIVIDAD**

#### **3.1 Organización de la actividad**

La mayoría de asociaciones, principalmente las empresas que desarrollan actividades extractivas y de producción industrial designan personal para planificación y ejecución de tareas de mantenimiento, el cual se encuentra presente en todo momento. Asimismo, existen negocios distintos o pequeñas empresas que cuentan con pocos activos en los cuales a menudo no se considera al mantenimiento como una labor primaria; denominado “Core del negocio” y por tanto no es introducido en los planes y objetivos como tal.

Como se observa en el Anexo 11, se adjuntan cinco actas de conformidad de servicio en las cuales se detallan de manera general las actividades comúnmente realizadas, sin presentar mayor registro de los datos obtenidos en cada mantenimiento, cuya frecuencia es relativa, varió a lo largo de los años dependiendo de la gestión.

Se establecerá que para cada uno de las averías se definirán las causa raíz, consecuencias y su orden según impacto en vista que la posibilidad de suscitarse, y la oportunidad de hallar la causa raíz con antelación a desarrollarse una avería. Las actividades de manutención implican un minucioso análisis proactivo y perspicaz que aporta al ciclo de mejora continua en cada revisión con la finalidad de mejorar las estrategias, técnicas, repuestos, etc.

Finalmente, se extienden las actividades del actual PMA, en donde se instaurarán cambios centrados en la metodología denominada Reliability Centred Maintenance, al PMA vigente y se definirán algunos parámetros numéricos de control de la gestión, los cuales medirán de forma frecuente la velocidad de adecentamiento del plan y la disponibilidad, interactividad, confiabilidad y manutención de los equipos.

En este trabajo se propone un plan de mantenimiento para una entidad financiera; por motivos de confidencialidad no se mencionará la razón social, cuya actividad principal es de ejecutar operaciones financieras a nivel nacional e internacional; el plan de mantenimiento busca reforzar la filosofía de mejora continua en el equipo de trabajo, y garantizar teóricamente la confiabilidad de los elementos críticos ligados a su funcionalidades principales con el objeto de preservar la operación evitando paradas de planta y por tanto deficiencias en la continuidad del negocio a causa del mal funcionamiento de las mismas.

Se recalcará en el asunto que los elementos en general, que componen los subsistemas, que realicen tareas secundarias no reactivas al proceso principal, no deben ser causa de la no adaptación de plan integral de mantenimiento para garantizar la continuidad y confiabilidad a la vez de ser factible económicamente.

## **3.2 Finalidad y objetivos de la actividad**

Podemos definir nuestros objetivos de la siguiente manera:

### **3.2.1 *Objetivo General***

Diseñar un plan de mantenimiento basado en confiabilidad para subestación interior.  
Caso: Entidad financiera

### **3.2.2 *Objetivos Específicos***

- Describir los equipos e instalaciones críticas que conforman la subestación interior y el estatus del mantenimiento actual establecido por el equipo de trabajo de la entidad financiera.
- Identificar, analizar y describir las funciones, fallas funcionales, modos de falla, efectos y consecuencias asociados a los sistemas, sub sistemas y componentes críticos de la subestación interior de entidad financiera mediante la metodología RCM.

- Determinar un programa de mantenimiento: actividades, frecuencia y recursos necesarios para garantizar la confiabilidad de la subestación interior de entidad financiera y establecer los estándares de funcionamiento a partir de la caracterización de las funciones y el contexto de operación del equipo.
- Proponer procedimientos técnicos generales y protocolos para complementar la documentación del plan de mantenimiento de la entidad financiera.

### **3.3 Problemática**

Se definió la problemática como sigue:

#### **3.3.1 Problema General**

¿Cómo diseñar un plan de mantenimiento basado en confiabilidad para subestación interior de entidad financiera?

#### **3.3.2 Problemas Específicos**

- ¿Cuál es el estatus actual del mantenimiento de los equipos e instalaciones eléctricas que conforman la subestación interior de la entidad financiera?
- ¿En que se fundamenta la aplicación de la metodología RCM al mantenimiento de una subestación interior de una entidad financiera?
- ¿Cuáles son los planes de acción para garantizar la confiabilidad de subestación interior de una entidad financiera?
- ¿Cuáles son los procedimientos principales para el desarrollo del PM basado en confiabilidad de la institución financiera?

### **3.4 Metodología y Procedimientos**

### **3.4.1. Mantenimiento Centrado en Confiabilidad**

El RCM, según (Moubray, 2004, pág. 7), es definido como “un proceso utilizado para determinar qué se debe hacer para asegurar que cualquier activo físico continúe haciendo lo que sus usuarios quieren que haga en su contexto operacional actual”.

Se puede indicar que la metodología RCM asume que el mantenimiento solamente puede garantizar que los elementos físicos tengan un desempeño nominal acorde a su capacidad y confiabilidad inherente.

**3.4.1.1 Las 07 Preguntas del Reliability Centred Maintenance.** El flujo de pasos a seguir para esta metodología sigue algunos cuestionamientos precisos referentes al elemento y sistema por analizar (Moubray, 2004):

- ¿Cuáles son las funcionalidades y parametrías asociados a la operación de los elementos principales en su contexto operacional?
- ¿Cómo puede fallar en cumplir esas funciones?
- ¿Cuáles son los orígenes de las fallas funcionales?
- ¿Qué ocurre cuando se suscita una falla?
- ¿Por qué es importante cada una de las fallas?
- ¿Qué podría realizar el mantenedor para anticipar las fallas?
- ¿Qué debería ejecutarse si es que no se halla una tarea proactiva acorde?

#### **3.4.1.2 Definición de funciones y Estándares de Funcionamiento.**

Como señala (Moubray, 2004, pág. 23) “definir una función consiste de un verbo, un objeto y el estándar de funcionamiento deseado por el usuario”.

Funciones primarias: Son las razones principales por las cuales son adquiridos los activos de toda organización. Es necesario detallar las expectativas de funcionamiento a partir de parámetros asociados a la operación del mismo y/o producto final.

Funciones secundarias: Como se puede suponer, los activos tienen más de una función; por tanto, se derivan las funciones secundarias como aquellas complementarias y desglosadas de las funciones primarias, tales como: control, contención, confort, apariencia, protección, eficiencia, integridad, funciones superfluas.

Estándares de funcionamiento cuantitativos: Tal como lo especifica (Motta Cruz, 2017, pág. 26), los estándares relacionados al funcionamiento que son denominados cuantitativos:

Hacen referencia a valores cuantitativos numéricos asociados al proceso productivo, en términos de cantidad, masa, peso, temperatura, tiempo, entre otros. Debe tenerse especial cuidado en evitar enunciar parámetros cualitativos como “producir tantas piezas como requiera producción”, o “el ir tan rápido como sea posible”. En realidad, puede ser extraordinariamente difícil definir precisamente qué es lo que se requiere, pero esto no significa que no se pueda o no se deba hacer.

Estándares de funcionamiento que son denominados cualitativos: Además, (Motta Cruz, 2017, pág. 27) añade:

Más allá de la necesidad de ser precisos, a veces es imposible especificar parámetros de funcionamiento cuantitativos, se hace entonces necesario utilizar cualificaciones asociadas por ejemplo a la calidad de las imágenes (mala, regular, óptima) con las cuales el usuario y quien hace el mantenimiento estén familiarizados y tengan un entendimiento claro y común de lo que se quiere con ese tipo de estándares.

Cabe resaltar que establecer unos estándares de funcionamiento es importante ya que estos tienen impacto directo en aspectos tales como: la producción, calidad del producto, servicio al cliente, problemas del medio ambiente, costo operacional y seguridad. Esto resalta la importancia de identificar precisamente qué es lo que los usuarios quieren cuando se comienza a desarrollar un programa de mantenimiento.

**3.4.1.3 Fallas Funcionales.** (Moubray, 2004, pág. 50) “Una falla funcional se define como la incapacidad de cualquier activo físico de cumplir una función según un parámetro de funcionamiento aceptable para el usuario”.

Se pueden identificar dos tipos de fallas: principales y secundarias.

**3.4.1.4 Modos de Falla.** (Moubray, 2004, pág. 56) “Un modo de falla es cualquier evento que causa una falla funcional”, tal como se detalla en el ejemplo de la ilustración 1 líneas abajo.

Por otro lado, (Otero, Arcique, & Jimenez, 2010, pág. 18) indica lo siguiente: “Un modo de falla se puede definir como la forma en la que un activo pierde la capacidad de desempeñar su función, o, en otras palabras, la forma en que un activo falla”.

(Otero, Arcique, & Jimenez, 2010, pág. 16) Como mencionan los autores:

Cada falla que se puede presentar en una planta de proceso, representa un riesgo potencial, por lo cual es esencial entender cómo se presenta, entendiendo la forma en que los equipos fallan, se pueden diseñar mejores acciones correctivas o preventivas. En este caso, las acciones son tareas de mantenimiento. Estas acciones, son derivadas del proceso de análisis de modos de falla, de modo que a cada modo de falla le corresponde una tarea. Entonces se define un modo de falla, como “la forma” en que un equipo o activo falla. Es importante para el entendimiento de la falla, poder identificar los dos diferentes estados de falla que se pueden presentar (“fault” y “failure”); primeramente, aquel estado de falla, en el cual un activo simplemente deja de funcionar y otro, en el cual el activo no desempeña su función conforme a un estándar de desempeño deseado o bien, conforme a las necesidades que el usuario tiene, pero no necesariamente deja de funcionar.

HOJA DE TRABAJO DE INFORMACIÓN RCM II		SISTEMA DE ALIMENTACIÓN DE AGUA			
		Subsistema: Bomba de elevación			
FUNCIÓN		FALLA FUNCIONAL		MODO DE FALLA	
1	Bombear agua del tanque A al tanque B a no menos de 800 lt/min.	A	No bombea nada de agua	1 2 3 4 5	Rodamientos atascados. Impeler golpeado por objeto. Motor quemado. Acoples rotos por fatiga. Válvula de entrada cerrada.
		B	Bombea menos de 800 lt/min.	1 2	Impulsor gastado. Línea de succión parcialmente bloqueada.

*Ilustración 1 Ejemplo de Hoja de Información RCM II aplicado a electrobomba*

Fuente: (Campos, pág. 19)

**3.4.1.5 Efectos de Falla.** (Moubray, 2004) “Los efectos de falla describen qué pasa cuando ocurre un modo de falla”. (p.76)

Según (Otero, Arcique, & Jimenez, 2010, pág. 18) lo define como:

Los efectos de la falla son considerados como la forma en la que la falla se manifiesta, es decir, como se ve perturbado el sistema ante la falla del equipo o activo, ya sea local o en otra parte del sistema, estas manifestaciones pueden ser: aumento / disminución de nivel, mayor / menor temperatura, activación de señales, alarmas o dispositivos de seguridad, entre otras; similarmente, se considera también la sintomatología de la falla, ruido, aumento de vibración, etc.

**3.4.1.6 Consecuencias de Falla.** Como describe (Medina, 2018, pág. 73), existen diversos tipos de consecuencias de fallas como se detalla a continuación; asimismo, se esquematiza en la ilustración 2:

#### **3.4.1.6.1 Consecuencias de las fallas que no son evidentes**

Las fallas que no son evidentes no tienen impacto directo, pero exponen a la organización a otras fallas con consecuencias serias, a menudo catastróficas. Un punto fuerte del RCM es la forma en que trata las fallas que no son evidentes, primero reconociéndolos como tales, en segundo lugar, otorgándoles una prioridad muy alta y finalmente adoptando un acceso simple, práctico y coherente con relación a su mantenimiento.

#### **3.4.1.6.2 Consecuencias en la seguridad y el medio ambiente**

Una falla tiene consecuencias sobre la seguridad si puede afectar físicamente a alguien. Tiene consecuencias sobre el medio ambiente si infringe las normas gubernamentales relacionadas con el medio ambiente. RCM considera las repercusiones que cada falla tiene sobre la seguridad y el medio ambiente, y lo hace antes de considerar la cuestión del funcionamiento. Pone a las personas por encima de la problemática de la producción.

#### **3.4.1.6.3 Consecuencias operacionales**

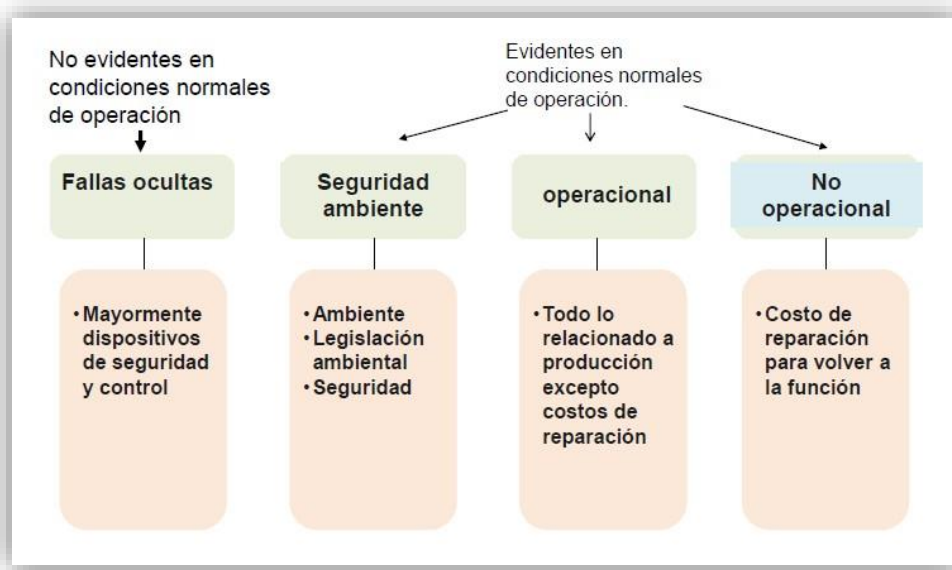
Una falla tiene consecuencias operacionales si afecta la producción (capacidad, calidad del producto, servicio al cliente o costos industriales en adición al costo



directo de la reparación). Estas consecuencias cuestan dinero, y lo que cuesten sugiere cuanto se necesita gastar en tratar de prevenirlas.

#### 3.4.1.6.4 Consecuencias no operacionales

Las fallas evidentes que caen dentro de esta categoría no afectan ni a la seguridad ni a la producción, por lo que el único gasto directo es el de la reparación.



*Ilustración 2 Categoría de las Consecuencias de los Modos de Fallo*

Fuente: (Campos, pág. 21)

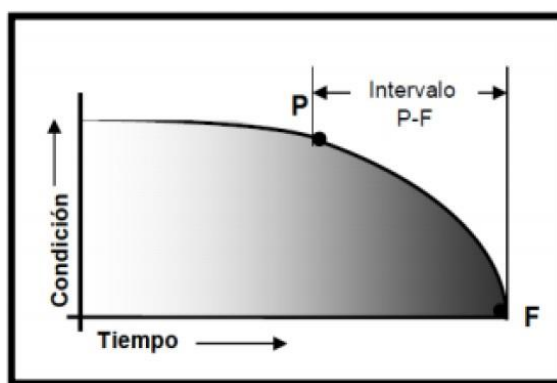
#### 3.4.1.7 Tareas de Mantenimiento.

##### 3.4.1.7.1 Tareas "A Condición"

La continua necesidad de precaver muchos tipos de fallas, y el aumento de la poca capacidad de solución haciendo uso de técnicas tradicionales para realizarlo, han generado que surjan novedosos modelos de mantenimiento por anticipación de fallas. En los modelos actuales, mayormente, se sustenta que las averías brindan alguna señal que están a punto de suscitarse. Dichas advertencias son denominadas "fallas potenciales", y hacen referencia a las condiciones físicas que pueden ser identificadas y que avizoran que se va a suscitar alguna falla funcional o por ocurrir.

El avance de la tecnología que actualmente se usa para identificar signos cuando ocurren las fallas potenciales de manera que se pueda realizar alguna labor antes de que se transformen en verdaderas "fallas funcionales". Dichas técnicas son conocidos como "tareas a condición", debido a que los componentes se dejan en condiciones en que sigan satisfaciendo todos los estándares de funcionamiento requeridos.

Muchas de las fallas que son identificables antes que alcancen un nivel donde se puede considerar que ocurre la falla funcional, ver ilustración 3.



*Ilustración 3 Gráfico de condición  $f(t)$ . Curva P-F*

Fuente: (Moubray, 2004, pág. 122)

#### **3.4.1.7.2 Tareas de Reacondicionamiento Cíclico y Sustitución Cíclica**

En las tareas indicadas en el subtítulo se inspecciona el conjunto de equipos y se intervienen sus elementos con una periodicidad específico, aunque sin importar el estatus en el que se encuentran. El tiempo en el cual aumenta la probabilidad de avería de los elementos que serán el motivo condicionante para determinar la periodicidad de inspección y aplicación de algunas actividades de mantenimiento. En muchas ocasiones el tipo de actividades aplicadas son eficientes si la antigüedad del material o componentes y la probabilidad de falla se incrementa. En vista de ello, si se ejecuta el mantenimiento y hay posibilidad de recuperar al estatus inicial es factible.

Las tareas de sustitución cíclica consisten en aplicar el reemplazo de un equipo o alguno de sus componentes de forma periódica a partir de la culminación relativa de la vida útil. La factibilidad de reemplazo en relación con la posibilidad de falla, consigue garantizar la operatividad del equipo o sistema; considerando una eficiencia similar a la inicial, alargando el tiempo de vida útil del equipo o sistema.

**3.4.1.8 Acciones “A Falta de”.** El RCM no solo evalúa si una tarea a realizar es factible técnicamente, sino que también evalúa el nivel de necesidad o urgencia, y la selección de tareas va a depender de las consecuencias suscitadas de aquellas fallas que se pretenden evadir, según los siguientes tres principios indicados por (Perez, pág. 16):

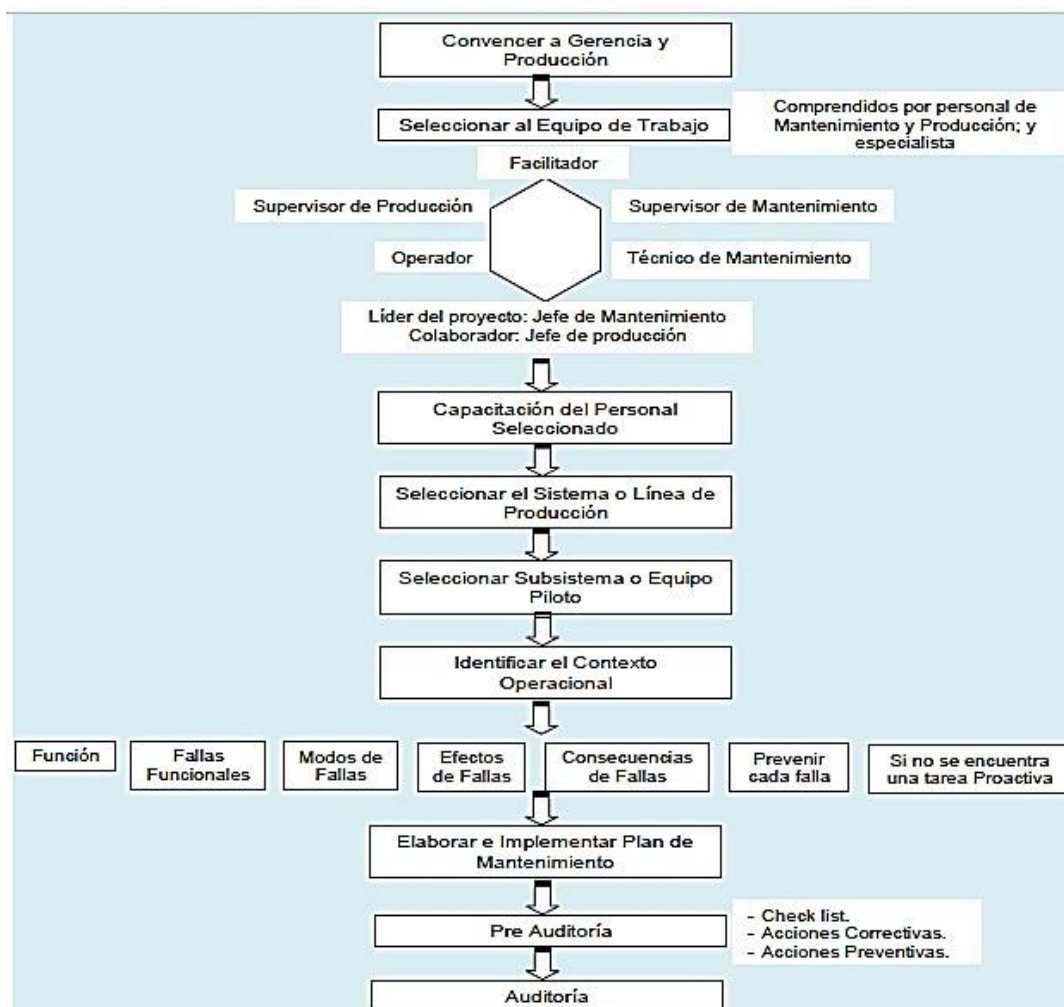
**3.4.1.9 RCM II.** Cuando se habla de RCM II se hace referencia a una versión mejorada del RCM, que fue desarrollada por el ingeniero mecánico John Moubray en los años 1980. Se basa en la aplicación del Mantenimiento Centrado en Confiabilidad en la industria.

(Anonimo, s.f.) La documentación del RCM II se resumen en que:

Consiste en un libro de texto muy utilizado cuyo primer número se publicó en el Reino Unido en 1991 y en los Estados Unidos en 1992. Como resultado, se realizaron varias actualizaciones y versiones, producidas por la compañía británica “The Aladon Network” (conocida inicialmente como Aladon Ltd. en 1986 y luego como Aladon LLC en 1998), fundada por Moubray y dirigida por el mismo como director ejecutivo hasta su fallecimiento en 2004. Actualmente la compañía se dedica a difundir e implementar la metodología de RCM alrededor del mundo.

El contenido de la segunda edición del libro de Moubray abarca temas tales como las funciones de los activos físicos, fallos funcionales, análisis de modos de fallo y sus efectos, consecuencias de los fallos, diagramas de decisión RCM, implementación de recomendaciones de RCM, datos de los fallos, aplicación del proceso RCM, beneficios el RCM, historia del RCM, un glosario de términos, y algunos detalles adicionales.

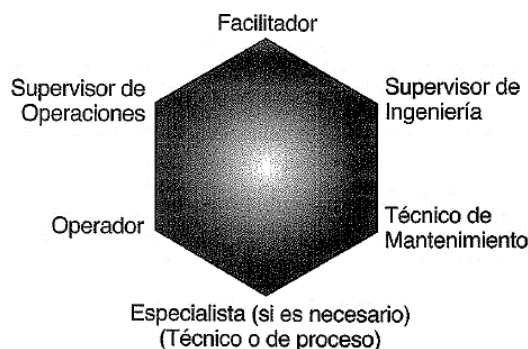
**3.4.1.10 Modelo de aplicación del RCM II.** A continuación, se observa la ilustración 4, en la cual se muestra el flujo necesario para conseguir aplicar adecuadamente la metodología del mantenimiento centrado en confiabilidad, según el RCM II, adicionalmente se añade la etapa de pre auditoría y auditoría, que son necesarias para la certificación de la institución que aplica esta metodología, ejecutada por especialistas calificados en RCM.



*Ilustración 4 Modelo de aplicación del RCM II*

Fuente: (Campos, pág. 22)

**3.4.1.11 Los Grupos de Revisión RCM.** Es un grupo especial de trabajo, conformado por personal de la institución que puede aportar el máximo conocimiento y experiencia acerca de la operación y mantenimiento, de los activos, con la finalidad de que sean aprovechados para consolidar el proceso de implementación del RCM y elaboración del plan de mantenimiento.



*Ilustración 5 Grupo típico de revisión RCM*

Fuente: (Moubray, 2004, pág. 270)

El proceso del mantenimiento centrado en confiabilidad abarca un conjunto de cuestionarios que no podrían ser contestados por una persona únicamente. Como se aprecia en la ilustración 5, la revisión de los requerimientos debe incluir al menos entre 4 a 8 personas, según (Moubray, 2004), para conformar un grupo de trabajo capaz y entrenado previamente en RCM. El uso de estos grupos faculta a los gestores del mantenimiento el obtener información sistemática y técnica importante; asimismo, dispone de versatilidad en la repartición de los problemas, asignación de tareas, y soluciones.

Un facilitador es aquel recurso humano capacitado en el proceso de revisión RCM, quizá el de mayor importancia, cuyos fines son asegurar lo siguiente:

- Aplicar adecuadamente el RCM; es decir, que se planteen correctamente los cuestionarios, en orden, y asegurar la comprensión total del grupo.
- Conseguir un consenso general de las respuestas formuladas durante las reuniones, especialmente los grupos de operación y mantenimiento).
- Abarcar el conjunto de componentes, equipos e instalación.
- Desarrollar de forma eficiente las reuniones de trabajo y sustentar el progreso de las mismas.
- Completar todos los documentos del proceso RCM adecuadamente.

El proceso de comprobación del desarrollo de la implementación del plan de mantenimiento basado en confiabilidad ha de ser revisado por los auditores, los cuales serán asignados por los gerentes de mantenimiento de las instituciones, a fin de

corroborar que la evaluación de las consecuencias de las fallas y la selección de tareas sea la adecuada.

**3.4.1.12 El Proceso de Decisión Reliability Centred Maintenance.** Esta metodología se sustenta suponiendo de que cada elemento, componente o sistema adquirido debe cumplir con una o más funciones determinadas. El mantenimiento asociado a dichos componentes se ejecuta con la finalidad de agotar todo lo posible para asegurar que el activo siga desarrollando las funciones que son esperadas por los operadores o usuarios, en la mayor parte, los gerentes de operaciones y producción. Además, el personal de mantenimiento y de diseño de las instalaciones son personajes importantes, principalmente en aquellos niveles de supervisión de campo, porque son los dueños de la información práctica la cual debe ser distribuida en el grupo de trabajo, el personal de mantenimiento, administrativo, con la finalidad de recibir de forma concisa y precisa lo que se espera obtener de parte de los operadores. Además de ello, se entiende que los usuarios adquieren mejor comprensión de lo que el mantenimiento puede y no puede ofrecer; la ilustración 6 muestra el formato práctico en que puede ser especificado.

HOJA DE DECISIÓN EPIME UNA		ACTIVO										SISTEMA	RECOPILADO POR	FECHA	HOJA										
		COMPONENTE										REF	REVISADO POR	FECHA	DE										
Referencia de Información		Evaluación de las consecuencias					Tareas "a falta de"																		
F	FF	FM	H	S	E	O	H1	S1	O1	N1	H2	S2	O2	N2	H3	S3	O3	N3	H4	H5	S4	Tareas Propuestas		Frecuencia inicial	Arealizar por

- El rediseño debe justificarse
- ¿Podría la falla múltiple afectar a la Seguridad o el medio ambiente?
- ¿Es técnicamente factible y merece la pena realizar una tarea de Búsqueda de fallas?
- ¿Es técnicamente factible y merece la pena realizar una tarea de Sustitución reacondicionamiento ciclico?
- ¿Es técnicamente factible y merece la pena realizar una tarea de reacondicionamiento ciclico?
- ¿Es técnicamente factible y merece la pena realizar una tarea de condición o MPd?
- ¿Ejerce el modo de falla un efecto adverso directo sobre la capacidad operacional (producción, calidad, servicios o costos operativos) además de los de reparación?
- ¿ó Reglamento del medio ambiente?
- ¿Este modo de falla produce una pérdida de función u otros daños que pudieran lesionar o matar a alguien?
- ¿Será evidente a los operarios la pérdida de función causada por este modo de falla?

Ilustración 6 Hoja de decisión RCM  
Fuente: (Ccori, 2017, pág. 50)

**3.4.1.13 Normas SAE JA11 y SAE JA12.** Como indica (Ccori, 2017), se puede referir que:

La Norma SAE JA 1011, presenta un proceso RCM estándar el cual su título es “Criterios de Evaluación para Procesos de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad”. Este estándar muestra criterios con el cual se puede comparar un proceso, si el proceso satisface dichos criterios, se lo considera un “proceso RCM” cabe recalcar que esta norma es una guía para una resolución del proceso en RCM.

“La norma SAE JA 1012 establece una guía para la norma del RCM, pero no intenta ser un manual ni una guía de procedimientos para realizar el RCM. Aquellos que desean aplicar RCM están seriamente invitados a estudiar la materia en mayor detalle, y a desarrollar sus competencias bajo la guía de Profesionales RCM experimentados. (Amaguaya, 2009).

El proceso de decisión se muestra en la ilustración 7 para mayor detalle.

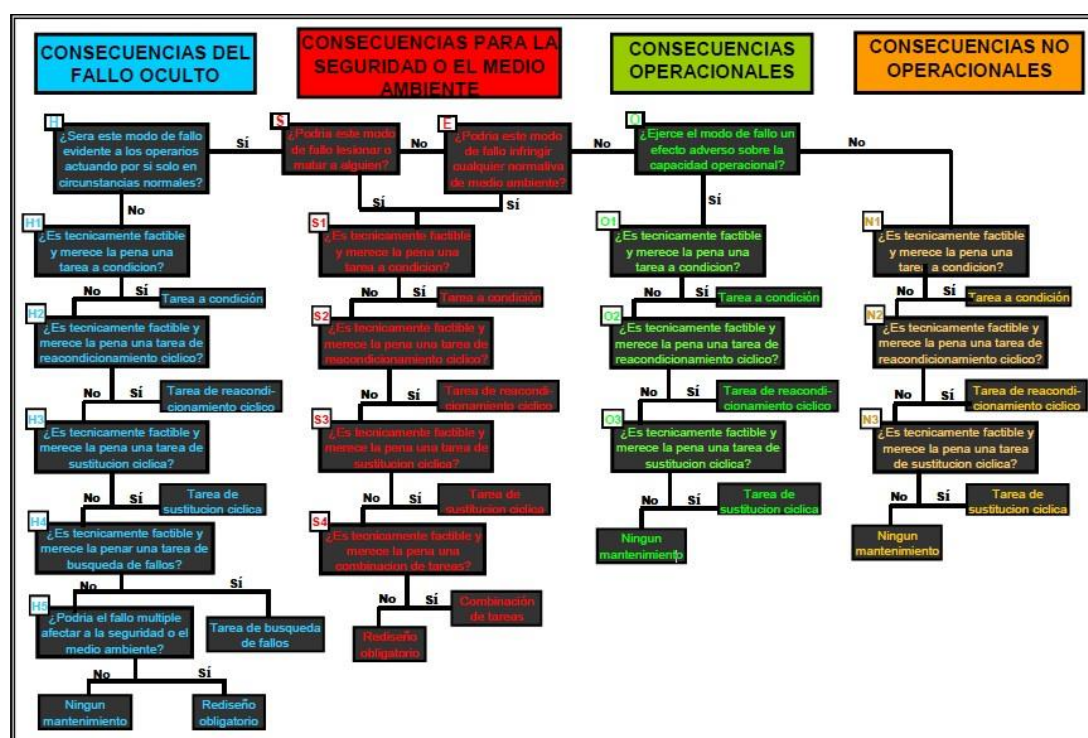


Ilustración 7 Diagrama de Decisión RCM II (validado por SAE)

Fuente: (Miranda & Gonzales, 2018, pág. 20)

### **3.4.2 “El plan de mantenimiento”**

El mencionado plan de mantenimiento es, según (Miranda & Gonzales, 2018, pág. 20) que cita a Heredia (2013): “un documento que contiene el conjunto de tareas de mantenimiento programado que se debe realizar en una planta para asegurar los niveles de disponibilidad que se hayan establecido”.

La preparación de un plan de mantenimiento necesita de algunas fases siguientes:

- Ejecutar el análisis de elementos activos, en esta etapa se busca inventariar de manera ordenada y detallada las características generales a los equipos.
- Soslayar sistemas y subsistemas con sus respectivos componentes principales en base a su funcionalidad.
- Elaborar una hoja técnica de los equipos y sus elementos principales
- Especificar las fallas funcionales de los sistemas y subsistemas de toda la instalación, clasificando de forma ordenada los modos de falla posibles.
- Determinar las consecuencias de los fallos: clasificación de fallos por evitar y fallos a mitigar.
- Elegir las tareas de mantenimiento apropiadas al modelo de mantenimiento idóneo con cada sistema o subsistema, teniendo en cuenta la parte económica.
- Establecer la periodicidad de las actividades de mantenimiento para cada componente y sistema.
- Elaboración del plan inicial de mantenimiento en base a la agrupación de tareas según su tipo, alcance, orden y cantidad de recursos estimados.
- Desarrollo del proceso y gamas de mantenimiento. Ajustes del PMA.
- Elaboración de procedimientos y formatos de uso del personal.

### **3.4.3 Indicadores de Gestión del mantenimiento**

Como propone (Garrido, 2009), acerca de la postura del PMCC, la gerencia de mantenimiento se debe basar en 03 indicadores principalmente: disponibilidad, confiabilidad y mantenibilidad. Los cuales se presentan a continuación:



- Disponibilidad: Indica la relación entre el tiempo que un elemento está activo, bajo ciertas condiciones nominales de funcionamiento, y el tiempo que hubo de haber cumplido la función, pero no la ejerció.

$$\text{Disponibilidad} = \frac{\text{Horas de operación} - \text{Horas de parada por mantto}}{\text{Horas de operación}}$$

- Mantenibilidad: Señala la posibilidad que un elemento sea restituido al estatus inicial luego de la sucesión de una avería, haciendo uso de tipos de mantenimiento conocidos. Está ligado a la conformación del sistema, equipo, elemento y sus complicaciones, asimismo, con la mano de obra especializada que ejecuta las actividades de mantenimiento, disponibilidad de herramientas y espacios.

$$MTTR = \frac{\text{Horas de parada}}{\text{Numeros de fallas}}$$

$$MTBF = \frac{\text{Horas de operacion}}{\text{Numero de paradas}}$$

- Confiabilidad: Permite medir la posibilidad en que un equipo, elemento o sistema ejecute la función o conjunto de funciones para las que fue creado, en un periodo de tiempo definido. En condiciones generales, la herramienta: “distribución Weibull” es ideal para ser aplicada al PMBC.

#### **3.4.4 Llenado de la Hoja de Información RCM II**

Es la herramienta con la que se junta toda la información detallada en los cuatro principales pasos del mantenimiento centrado en confiabilidad; es decir, funciones, fallas funcionales, modos de fallas y efectos de las fallas. Este análisis conciso se llama “Análisis de Modos y Efectos de Fallas” (AMEF). En el cuadro se distinguen cuatro columnas, con los encabezados citados a continuación: elemento, componente, sistemas, especialista asignado, fecha de realización, asimismo, aparece el rótulo de la hoja. En la tabla 1 se observa el esquema general de este instrumento:

Tabla 1 Hoja de Información RCM II

Hoja de Información RCM II	Sistema / Activo:	Sistema 1	Recopilado por:	Fecha:	Hoja
	Subsistema / componente:	Equipo 1	IRZB	27/09/2020	1
FUNCION	FALLA DE LA FUNCION (Pérdida de la función)	MODO DE FALLA (Causa raíz)	EFECTO DE LA FALLA (Que desata la avería principal)		
Función 1 . .. .	Falla 1 . ..	F1.F1.MF1 F1.F1.MF2 . .F2.F2.MF1 F2.F2.MF2	Describir efecto de falla de MF1 Describir efecto de falla de MF2 . .Describir efecto de falla de MF1 Describir efecto de falla de MF2		
Función 2	Falla 2				

Fuente: Reliability Centred Maintenance (Moubray, 2004)

### 3.4.5 Llenado del formato de decisión RCM II

Este instrumento se construye a partir de un árbol de decisiones lógicas junto con los datos establecidos en las 03 siguientes etapas de la metodología RCM; asimismo, según lo referido en el formato de información, el cual forma parte inicial del proceso. Se debe clasificar la tipología de las consecuencias asociado a cada falla (fallas ocultas, relacionadas a la seguridad y el medio ambiente, operacionales y no operacionales). Sin perjuicio de lo antes mencionado, el tipo de actividad preventiva a efectuar. En la tabla 2 se muestra un esquema general de la hoja de decisión utilizada para la metodología RCM II.

Tabla 2 Hoja de Decisión de Mantenimiento RCM II

Hoja de Decisión RCM II				Sistema / Activo:				Sistema 1				Recopilado por:		Fecha:		Hoja				
				Subsistema / componente:				Equipo 1				IRZB		27/09/2020		1				
Información de Referencia				Evaluación de Consecuencias				Tareas Proactivas			Actividades por default ("A falta de")				Actividades sugeridas  (Actividades de mantenimiento)		FRECUENCIA A INICIAL		A REALI ZAR POR	
								H 1	H2	H3										
								S1	S2	S3										
								O 1	O2	O3										
A	A F	M F	O	H	S	E	O	N 1	N 2	N3	H4	H 5	H 6	N °	TIP O	DESCRIPCIO N				

Fuente: Reliability Centre Maintenance (Moubray, 2004)

Se identifica que la información a consignar en la tabla anterior incluye:

**Primera etapa:**

- A: Avería
- AF: Avería Funcional
- MF: Modo de Falla
- O: Origen

**Segunda etapa:**

- H: No evidenciadas - Fallo Oculto
- S: Afectan la seguridad general.
- E: Si es que afectan al ambiente.
- O: Si afectan a la Operación

**Tercera etapa:**

- H1,S1,O1,N1: Actividades según condición.
- H2,S2,O2,N2: Actividades de reacondicionamiento (cíclico)
- H3,S3,O3,N3: Actividades de sustitución frecuente (ciclos)

**Cuarta etapa:**

- H4: Indagación de las fallas.
- H5: Se requiere rediseño obligatorio de planta.
- H6: No se requiere algún mantenimiento programado

Haciendo uso del diagrama de Decisión RCM II, la cual es una herramienta diseñada para elegir la actividad de mantenimiento apropiada para mitigar con mayor probabilidad cada uno de los modos de fallas o menguar probables efectos. Está determinado por un flujo direccionado mediante un esquema que contiene preguntas. Cabe resaltar que primero se debe seleccionar las actividades de mantenimiento ante las posibles consecuencias en que devienen los modos de fallas, generado por el grupo de trabajo multidisciplinario basándose en el análisis de modo de fallos y efectos.

## **3.5 Resultados de la actividad**

### **3.5.1 Contexto Operacional**

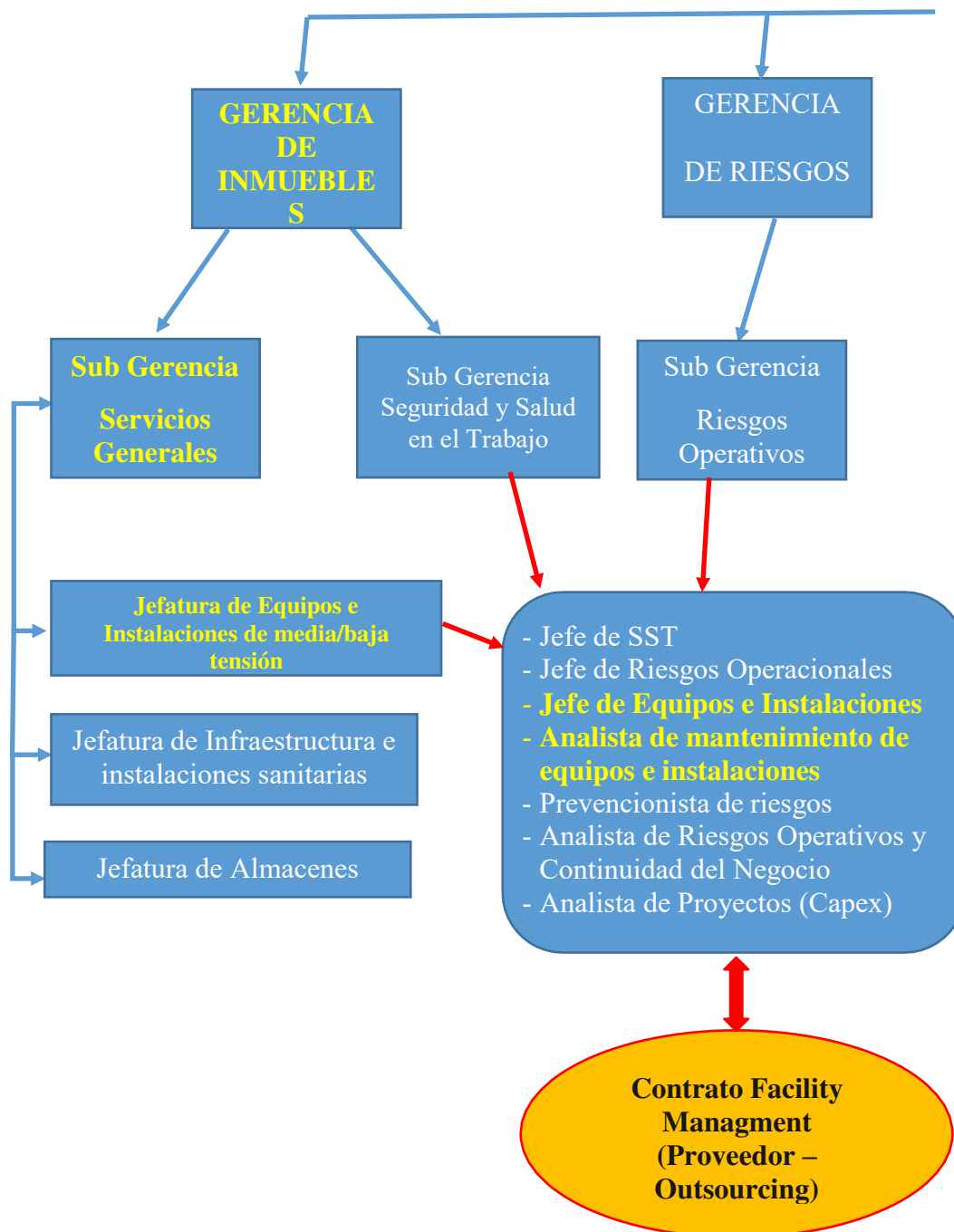
Como se muestra en la ilustración 8, la entidad financiera en estudio se ubica en el distrito de San Isidro, departamento de Lima. Al tratarse de un usuario en media tensión (ver Anexo 3), con potencia contratada en 3 MW en horas punta y 4 MW en horas fuera de punta desde la S.E. 1580 LDS, con barra de referencia de generación en 220 kV. Registró una potencia máxima en HP de 2.609 MW en abril y 2.924 MW en HFP en febrero del 2018 (Anexo 4).

Se tiene una SS.EE modelo interior que cuenta con 01 trafo de distribución tipo encapsulado seco de 6000 KVA, cuenta con celdas de media tensión en 22,9 y 10 kV); 01 celda de remonte donde se ubica 01 seccionador tripolar con fusibles tipo CEF, 01 celda de medición y celdas de protección, que cuentan con transformadores de tensión y corriente como instrumento de medición para conexión de las bobinas en configuración delta abierta, y una última donde se encuentra alojado el transformador.

En la parte posterior se ubican las celdas de baja tensión (10000/380V y 10000/460V), que tienen contenidos los ITMs que conectan la energía a los cuadros principales de las áreas a través de canales o buzones subterráneos, barras de cobre tipo pletinas, equipos de medición y protección, incluyendo un módulo automático de transferencia de carga entre grupo electrógeno y red comercial. Además, se ubica en el mismo predio contiguo un GG.EE de 1800 kVA de back up el cual solo ingresa en caso de pérdida de conexión de la red primaria o en el caso de algún mantenimiento programado al transformador. La gestión de la documentación, registro y los programas de mantenimiento a frecuencia son cargados al software SAP (módulo de mantenimiento con soporte web). En la ilustración 9 se detalla el organigrama de la institución.



*Ilustración 8 Sede Central y ubicación de las subestaciones interiores*  
Fuente: Google Maps (<https://www.google.com/maps>)



*Ilustración 9 Organigrama actual de la institución*  
 Fuente: Elaboración propia

En la tabla 3 se resumen los datos más importantes de la flota de transformadores con la que cuentan ambas subestaciones, Puerta C (principal) y Sótano 2 (secundaria).

Como se puede observar en la tabla 4, se detallan los datos generales de las celdas principales ubicadas en la S.E Principal 22.9 kV Puerta C, las cuales contienen relés

de la marca ABB, según modelos indicados. También se detallan los componentes de celda de protección de la SE secundaria 10 kV ubicados en la Puerta C.

Por otro lado, se detallan las características de los componentes de las celdas de la subestación secundaria del Sótano 2, con predominancia de la marca Woodward Seg, según modelo indicado.

En la tabla 5 se detallan las características principales de las 06 (seis) celdas de media tensión ubicadas en la Puerta C y en la tabla 6 se detallan las características principales de las 07 (siete) celdas de media tensión ubicadas en el Sótano 2. En las tablas 7 y 8 se detallan las características principales de las 17 (diecisiete) tableros de distribución en baja tensión ubicados en el Sótano 2.

Por otro lado, se cuenta con un sistema de puesta a tierra para cada subestación. Enmallado de pozos 1, 2, 3 y 4 que cubre el nivel de media tensión ( $<10\ \Omega$ ). Pozos 5 al 8, que corresponden a la baja tensión ( $<25\ \Omega$ ), detallados en la tabla 9.

### **RELÉ ABB REF 630**

El relé ABB REF 630, mostrado en la ilustración 10, proporciona protección para líneas aéreas, alimentadores y sistemas de barras de subestaciones de distribución. Opera en sistemas eléctricos que tienen aislado el neutro y/o puestos a tierra conectados a resistencias o impedancias. Ofrece protección selectiva de cortocircuito con una serie de funciones: Sobrecorriente, distancia de falla, etc. También ofrece protección de sobre frecuencia, baja frecuencia y tasa de cambio de frecuencia, para utilizarse en aplicaciones de rechazo de carga por oscilación de potencia de generación.



*Ilustración 10 Fotografía de relé ABB REF 630*

Fuente: Datasheet ABB REF 630 information

En la tabla 10 se detallan los valores predeterminados de las etapas de rechazo de carga de los relés de protección REF 630, según ajustes recomendados por el fabricante y la configuración de diseño inicial.

### **RELÉ ABB REF 615**

El relé ABB REF 615, mostrado en la ilustración 11, tiene la funcionalidad de protección de alimentadores destinados a subestaciones de instalaciones corporativas e industriales. Brindan protección a alimentadores de tipo líneas aéreas principalmente y cables de redes tipo distribución. Además, se utiliza como protección secundaria dependiendo de la configuración consignada. Se tiene una gama de funciones: protección de sobre intensidad de corriente, sobrecarga por temperatura, protección de falla direccional hacia tierra y no direccional, también protección de falla a tierra de naturaleza sensitiva, y de pérdida de fase, etc. En las instalaciones de la SE Puerta C, se cuenta con la configuración para protección activa de Sobrecorriente de fase y tierra.



*Ilustración 11 Relé ABB REF 615*

Fuente: Datasheet ABB REF 615 information

### **RELÉ ABB RET 615**

Es un relé dedicado a protección de transformadores de distribución y potencia para empresas de servicio público o industriales, tal como se muestra en la ilustración 12. Se aplica comúnmente para protección y control de los devanados de los transformadores en conexión delta y estrella (con puesta a tierra o no), con la



protección diferencial. También ofrece protección de sobre intensidad de corriente, función que se encuentra activa en las instalaciones de la SE (Puerta C y Sótano 2).



*Ilustración 12 Relé ABB RET 615*

Fuente: Datasheet ABB RET 615 information

## **RELÉ WOODWARD SEG WIP1-1-I1-E1**

El WIP1 es un relé de Sobrecorriente de tiempo autoalimentado con características múltiples de tiempo definido e inverso. El WIP1-1 no requiere ningún voltaje auxiliar, toda vez que, toma energía de la fuente de alimentación del transformador de corriente y proporciona el impulso de disparo al circuito interruptor automático.

Debido a sus amplias gamas de ajuste, su característica de disparo puede ser seleccionada para proteger una variedad de equipos distintos, en este caso, para protección de transformadores de potencia de la SE Sótano 2 de la Sede Central. Opcionalmente, el WIP1 tiene disponible un elemento de protección de falla a tierra y secuencia negativa, como se puede apreciar en la ilustración 13. Los márgenes de ajuste para la etapa de corriente de fases para el relé WOODWARD SEG WIP1 son detallados en la tabla 11, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante y condiciones de diseño inicial.



*Ilustración 13 Relé WOODWARD SEG WIPI*  
 Datasheet WOODWARD SEG WIPI information

## INTERRUPTOR ABB VD4

El interruptor de vacío del tipo VD4, mostrado en la ilustración 14, cumple una función importante dentro de las protecciones de los sistemas eléctricos. Su función principal es cortar el paso de la corriente de cortocircuito originados por fallas eléctricas, cumpliendo con altas exigencias en todo aspecto técnico. Según el manual del fabricante, el interruptor de media tensión ABB VD4 se consideran las siguientes características, detalladas en la tabla 12.



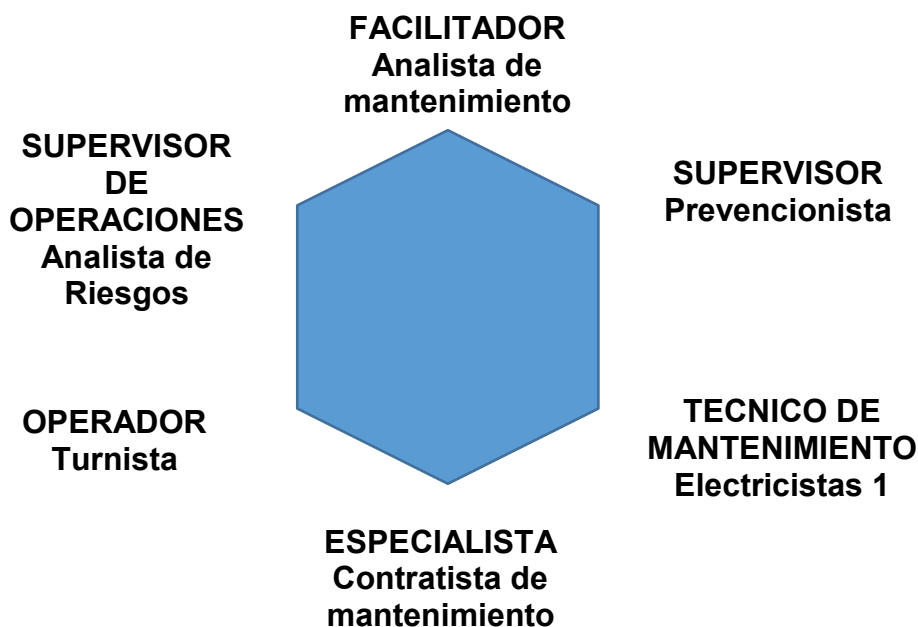
*Ilustración 14 Interruptor ABB VD4*  
 Datasheet ABB VD4 information

### 3.5.2 Formación del Grupo de Trabajo para el análisis RCM

El equipo de trabajo estuvo conformado por aquellos supervisores con más de 10 años de experiencia en el mantenimiento de la subestación, a causa de su experiencia en el manejo durante la operación y solución de averías, asimismo, conformaron el grupo aquellos técnicos de operación y mantenimiento con experiencia mayor a 05 años.

A modo de facilitador se encargó 01 supervisor de la especialidad: Ingeniería eléctrica, que maneja la metodología aplicada, se encargó adema dela definición de los horizontes del PMA proyectado.

En la ilustración 15 se ilustra el hexágono en cuyos vértices se describen los puestos requeridos para los 06 (seis) frentes con que cuenta el grupo de decisión. Asimismo, en la tabla 13 se detallan las columnas de nombres, cargos, locación y experiencia del personal involucrado en el desarrollo de la metodología para el desarrollo del presente plan de mantenimiento. En la columna comentarios se atribuye una posición según la responsabilidad acorde a las capacidades y designación de la entidad, a fin de determinar finalmente el grupo de trabajo.



*Ilustración 15 Grupo de revisión RCM*

Fuente: Elaboración propia

El principal inconveniente se suscita ante la dificultad y minuciosidad del análisis de averías, los sistemas suelen contar con diversos elementos es por ello que se hace largo dicho análisis y la descripción detallada por cada funcionalidad a sus averías funcionales correspondientes y modos de falla; teniendo en cuenta que se requeriría también una amplia base de datos especificada cual registro histórico del PMA. Esta información que no se tiene en cuenta hasta la fecha en la que instauras el nuevo plan.

No obstante, la proposición del PMA debe ejecutarse, motivo por el cual el análisis se realiza en equipo y asociando las funcionalidades más resaltantes del sistema principal y secundarios (transformador, celdas de media y baja tensión); es decir, dichos elementos protagonistas en los que su ausencia implicaría la nulidad de objetivos, que es suministrar la energía eléctrica necesaria para las instalaciones de la empresa, establecer funcionalidades y parametrías del sistema como un todo.

Por tanto, realizando el análisis de las funciones secundarias por sistema en relación con las posibles causas y, por consiguiente, sus efectos se obtiene la tabla 15.

### ***3.5.3 Plan de mantenimiento basado en confiabilidad***

Se efectuó la compilación de actividades verificando tareas afines y con similar frecuencia y secuencia, estableciendo así el programa de mantenimiento.

Cabe señalar que dentro de este PMA no se tomaron en cuenta aquellos elementos semicríticos o no críticos, lo cual no indica que su manutención no sea requerida. En la mayoría de las oportunidades el programa de mantenimiento más eficaz es el correctivo; es decir, cuando se suscita una avería recurrente y con refacciones económicamente factibles, tal como se detalla en la tabla 15. Contiene la cantidad de recursos humanos utilizados según actividad puntual.

### ***3.5.4 Procedimiento para desconexión y reconexión de subestación***

#### ***Puerta C***

**Procedimiento Operativo Estándar: DESENERGIZADO Y ENERGIZADO DE CELDA DE SALIDA 22.9 kV HACIA EL CPD & TORRE SEDE CENTRAL ALCANCE**

Procedimentar y enumerar correlativamente los pasos a seguir para llevar a cabo la maniobra de Desenergizado y posterior Energizado de las Celdas Salida que alimentan a la Torre Sede Central & al CPD – Centro de Proceso de Datos de la Sede Central BBVA.

**A) MANIOBRA DE DESENERGIZADO DE LA CELDA DE SALIDA 22.9 KVA DEL CPD**

- Una vez comunicado que CPD se encuentra con respaldo de Grupo Electrónico avisado por parte del encargado de CPD (Germán Mendoza) hacia el Personal Técnico SODEXO a cargo de esta maniobra, haciendo uso de la ilustración 16, se procede con lo siguiente:



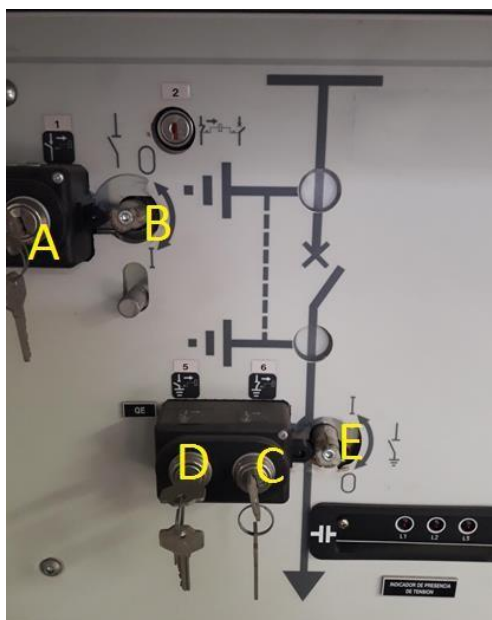
*Ilustración 16 Celda de salida al Centro de Procesamiento de Datos*

Fuente: Elaboración propia

- Primer paso: Apago el Interruptor presionando el Botón Rojo “O”
- Segundo paso: Manteniendo presionado ese mismo Botón, girar en sentido antihorario y retirar la llave (encerrada en círculo de color amarillo), para

colocarla en la Posición (2) y girarla en sentido horario. Se observa que la leva B quedara desbloqueada (se levanta protector).

- Tercer paso: Girar la llave de la Posición (A) en sentido antihorario para liberar el seguro de protección (se apreciará que en este el pin de la leva B se retrae).
- Cuarto paso: se inserta la Palanca T en el punto (B) haciéndola girar en sentido antihorario. Las 2 mímicas (superior e inferior) se deberán mostrar en totalmente en blanco.
- NOTA: al insertar la palanca en T alinear su guía con el punto blanco del orificio de inserción. Ver ilustración 17.



*Ilustración 17 Mando de celda CPD*

Fuente: Elaboración propia

- Quinto paso: en el seccionador de Puesta a Tierra, se deben girar las 2 llaves (C en sentido antihorario; D en sentido horario) para liberar el seguro de protección (se apreciará que en este paso el pin de la leva E se retrae).
- Sexto paso: levantar con la mano izquierda el Pin de Permiso y mantenerlo, mientras se inserta la Palanca en T en la leva E
- Séptimo paso: Girar la palanca en T en sentido antihorario (de O a I). Las 2 mímicas (superior e inferior) se deberán mostrar conectados a Tierra (ambos en ángulo recto)

- Octavo paso: proceder a colocar candado y la Etiqueta LOTO en el Interruptor.

## **B) MANIOBRA DE DESENERGIZADO DE LAS CELDAS CORRESPONDIENTES A LA TORRE SEDE CENTRAL**

### **SALIDA J04 (A TRANSFORMADOR 6 MVA - 22.9 / 10.0 KV)**

- Una vez comunicado que Torre Sede Central se encuentra con respaldo de Grupo Electrónico avisado por el Turnista (Juan Chávez) hacia el Personal Técnico SODEXO a cargo de esta maniobra, se procede con lo siguiente (se consideran los mismos gráficos que corresponde tan igual para Torre Sede Central):
- Primer paso: Apago el Interruptor presionando el Botón Rojo “O”
- Segundo paso: Manteniendo presionado ese mismo Botón, girar en sentido antihorario y retirar la llave (encerrada en círculo de color amarillo), para colocarla en la Posición (2) y girarla en sentido horario. Se observa que la leva B quedara desbloqueada (se levanta protector).
- Tercer paso: Girar la llave de la Posición (A) en sentido antihorario para liberar el seguro de protección (se apreciará que en este el pin de la leva B se retrae).
- Cuarto paso: se inserta la Palanca T en el punto (B) haciéndola girar en sentido antihorario. Las 2 mímicas (superior e inferior) se deberán mostrar en totalmente en blanco.
- NOTA: al insertar la palanca en T alinear su guía con el punto blanco del orificio de inserción.
- Quinto paso: en el seccionador de Puesta a Tierra, se deben girar las 2 llaves (C en sentido antihorario; D en sentido horario) para liberar el seguro de protección (se apreciará que en este paso el pin de la leva E se retrae).
- Sexto paso: levantar con la mano izquierda el Pin de Permiso y mantenerlo, mientras se inserta la Palanca en T en la leva E
- Séptimo paso: Girar la palanca en T en sentido antihorario (de O a I). Las 2 mímicas (superior e inferior) se deberán mostrar conectados a Tierra (ambos en ángulo recto)
- Octavo paso: proceder a colocar candado y la Etiqueta LOTO en el Interruptor

**LLEGADA K01 (DESDE TRANSFORMADOR CELDA EN 10.0 KV)**

- Primer paso: Apago el Interruptor presionando el Botón Rojo “O”
- Segundo paso: Manteniendo presionado ese mismo Botón, girar en sentido antihorario y retirar la llave (encerrada en círculo de color amarillo), para colocarla en la Posición (2) y girarla en sentido horario. Se observa que la leva B quedara desbloqueada (se levanta protector).
- Tercer paso: Girar la llave de la Posición (A) en sentido antihorario para liberar el seguro de protección (se apreciará que en este el pin de la leva B se retrae).
- Cuarto paso: se inserta la Palanca T en el punto (B) haciéndola girar en sentido antihorario. Los 2 mímicos (superior e inferior) se deberán mostrar en totalmente en blanco.
- NOTA: al insertar la palanca en T alinear su guía con el punto blanco del orificio de inserción.
- Quinto paso: en el seccionador de Puesta a Tierra, se deben girar las 2 llaves (C en sentido antihorario; D en sentido horario) para liberar el seguro de protección (se apreciará que en este paso el pin de la leva E se retrae).
- Sexto paso: levantar con la mano izquierda el Pin de Permiso y mantenerlo, mientras se inserta la Palanca en T en la leva E.
- Séptimo paso: Girar la palanca en T en sentido antihorario (de O a I). Los 2 mímicos (superior e inferior) se deberán mostrar conectados a Tierra (ambos en ángulo recto).
- Octavo paso: proceder a colocar candado y la Etiqueta LOTO en el Interruptor. Se puede observar la celda en tratamiento, ilustración 18.





*Ilustración 18 Celda K01*

Fuente: Elaboración propia

### **SALIDA K02 (A SUB ESTACION TORRE SEDE CENTRAL - SOTANO 2 CELDA EN 10.0 KV)**

- Primer paso: Apago el Interruptor presionando el Botón Rojo “O”
- Segundo paso: Manteniendo presionado ese mismo Botón, girar en sentido antihorario y retirar la llave (encerrada en círculo de color amarillo), para colocarla en la Posición (2) y girarla en sentido horario. Se observa que la leva B quedara desbloqueada (se levanta protector). Ver ilustración 19.
- Tercer paso: Girar la llave de la Posición (A) en sentido antihorario para liberar el seguro de protección (se apreciará que en este el pin de la leva B se retrae).
- Cuarto paso: se inserta la Palanca T en el punto (B) haciéndola girar en sentido antihorario. Los 2 mímicos (superior e inferior) se deberán mostrar en totalmente en blanco.
- NOTA: al insertar la palanca en T alinear su guía con el punto blanco del orificio de inserción.
- Quinto paso: en el seccionador de Puesta a Tierra, se deben girar las 2 llaves (C en sentido antihorario; D en sentido horario) para liberar el seguro de protección (se apreciará que en este paso el pin de la leva E se retrae).
- Sexto paso: levantar con la mano izquierda el Pin de Permiso y mantenerlo, mientras se inserta la Palanca en T en la leva E

- Séptimo paso: Girar la palanca en T en sentido antihorario (de O a I). Los 2 mímicos (superior e inferior) se deberán mostrar conectados a Tierra (ambos en ángulo recto)
- Octavo paso: proceder a colocar candado y la Etiqueta LOTO en el Interruptor



*Ilustración 19 Celda K02*

Fuente: Elaboración propia

### **LLEGADA J01 (DESDE SUB ESTACION WESTIN - ALIMENTACION PRINCIPAL EN 22.9 KV)**

- Primer paso: Apago el Interruptor presionando el Botón Rojo “O”. Ver ilustración 20 para mayor detalle.
- Segundo paso: Manteniendo presionado ese mismo Botón, girar en sentido antihorario y retirar la llave (encerrada en círculo de color amarillo), para colocarla en la Posición (2) y girarla en sentido horario. Se observa que la leva B quedara desbloqueada (se levanta protector).
- Tercer paso: Girar la llave de la Posición (A) en sentido antihorario para liberar el seguro de protección (se apreciará que en este el pin de la leva B se retrae).
- Cuarto paso: se inserta la Palanca T en el punto (B) haciéndola girar en sentido antihorario. Los 2 mímicos (superior e inferior) se deberán mostrar en totalmente en blanco.
- NOTA: al insertar la palanca en T alinear su guía con el punto blanco del orificio de inserción.
- Quinto paso: proceder a colocar candado y la Etiqueta LOTO en el Interruptor



*Ilustración 20 Celda J01*

Fuente: Elaboración propia

Informar al encargado que todas las Celdas están desenergizadas en cuanto cargas, solo quedando energizado aguas arriba del Interruptor / celda llegada de la SE Westin, para dar inicio a la revisión técnica de la Celda de Media Tensión que corresponde a Salida al Transformador de 6 MVA (Procedimiento por parte de JE para esta labor).

### **MANIOBRA DE ENERGIZADO DE LAS CELDAS**

Una vez culminado con la revisión técnica a la Celda de Media Tensión por parte de J.E., SODEXO avisará en primer lugar a encargado de CPD para iniciar energizado de la Celda Principal y posteriormente la de salida al CPD:

### **LLEGADA J01 (DE SUB ESTACION WESTIN - ALIMENTACION PRINCIPAL EN 22.9 KV)**

- Primer paso, retirar LOTO.
- Segundo paso, con la mano izquierda levantar el Pin de Permiso y mantenerlo, mientras se inserta la Palanca en T en la leva E
- Tercer paso: Girar la palanca en T en sentido horario (de I a O). Los 2 mímicos (superior e inferior) se deberán mostrar en blanco.

- Cuarto paso, en el seccionador de Puesta a Tierra, se deben girar las 2 llaves (C en sentido horario y D en sentido antihorario) para colocar el seguro de protección (se apreciará que en este paso el pin de la leva E sale).
- Quinto paso, se inserta la Palanca T en el punto (B) haciéndola girar en sentido horario. Los 2 mímicos (superior e inferior) se deberán mostrar alineados al circuito.
- Sexto paso, la llave de Posición (A) se gira en sentido horario para colocar el seguro de protección (se apreciará que en este paso el pin de la leva B sale).
- Séptimo paso, se gira la llave (2) en sentido antihorario, y se retira. En la leva B se observará la tapa que bloquea a ésta.
- Octavo paso, manteniendo presionado el Botón Rojo “O” se insertará dicha llave y se girará en sentido horario.
- Noveno paso, se carga bobina con palanca de interruptor y se presiona Botón Verde I.

#### **MANIOBRA DE ENERGIZADO DE LA CELDA SALIDA 22.9 KVA AL CPD**

- Primer paso, retirar LOTO.
- Segundo paso, con la mano izquierda levantar el Pin de Permiso y mantenerlo, mientras se inserta la Palanca en T en la leva E
- Tercer paso: Girar la palanca en T en sentido horario (de I a O). Los 2 mímicos (superior e inferior) se deberán mostrar en blanco.
- Cuarto paso, en el seccionador de Puesta a Tierra, se deben girar las 2 llaves (C en sentido horario y D en sentido antihorario) para colocar el seguro de protección (se apreciará que en este paso el pin de la leva E sale).
- Quinto paso, se inserta la Palanca T en el punto (B) haciéndola girar en sentido horario. Los 2 mímicos (superior e inferior) se deberán mostrar alineados al circuito.
- Sexto paso, la llave de Posición (A) se gira en sentido horario para colocar el seguro de protección (se apreciará que en este paso el pin de la leva B sale).
- Séptimo paso, se gira la llave (2) en sentido antihorario, y se retira. En la leva B se observará la tapa que bloquea a ésta.
- Octavo paso, manteniendo presionado el Botón Rojo “O” se insertará dicha llave y se girará en sentido horario.

- Noveno paso, se carga bobina con palanca de interruptor y se presiona Botón Verde I.
- Decimo paso, se informa al encargado de CPD (Hernán Mendoza) que la CELDAS ha sido energizada y que comunique cualquier eventualidad.

#### **ENERGIZADO DE LA CELDA DE SALIDA J04 (A TRANSFORMADOR 6 MVA - 22.9 / 10.0 KV)**

- Primer paso, retirar LOTO.
- Segundo paso, con la mano izquierda levantar el Pin de Permiso y mantenerlo, mientras se inserta la Palanca en T en la leva E
- Tercer paso: Girar la palanca en T en sentido horario (de I a O). Los 2 mímicos (superior e inferior) se deberán mostrar en blanco.
- Cuarto paso, en el seccionador de Puesta a Tierra, se deben girar las 2 llaves (C en sentido horario y D en sentido antihorario) para colocar el seguro de protección (se apreciará que en este paso el pin de la leva E sale).
- Quinto paso, se inserta la Palanca T en el punto (B) haciéndola girar en sentido horario. Los 2 mímicos (superior e inferior) se deberán mostrar alineados al circuito.
- Sexto paso, la llave de Posición (A) se gira en sentido horario para colocar el seguro de protección (se apreciará que en este paso el pin de la leva B sale).
- Séptimo paso, se gira la llave (2) en sentido antihorario, y se retira. En la leva B se observará la tapa que bloquea a ésta.
- Octavo paso, manteniendo presionado el Botón Rojo “O” se insertará dicha llave y se girará en sentido horario.
- Noveno paso, se carga bobina con palanca de interruptor y se presiona Botón Verde I.

#### **LLEGADA DE TRANSFORMADOR K01 (CELDA EN 10.0 KV)**

- Primer paso, retirar LOTO.
- Segundo paso, con la mano izquierda levantar el Pin de Permiso y mantenerlo, mientras se inserta la Palanca en T en la leva E
- Tercer paso: Girar la palanca en T en sentido horario (de I a O). Los 2 mímicos (superior e inferior) se deberán mostrar en blanco.

- Cuarto paso, en el seccionador de Puesta a Tierra, se deben girar las 2 llaves (C en sentido horario y D en sentido antihorario) para colocar el seguro de protección (se apreciará que en este paso el pin de la leva E sale).
- Quinto paso, se inserta la Palanca T en el punto (B) haciéndola girar en sentido horario. Los 2 mímicos (superior e inferior) se deberán mostrar alineados al circuito.
- Sexto paso, la llave de Posición (A) se gira en sentido horario para colocar el seguro de protección (se apreciará que en este paso el pin de la leva B sale).
- Séptimo paso, se gira la llave (2) en sentido antihorario, y se retira. En la leva B se observará la tapa que bloquea a ésta.
- Octavo paso, manteniendo presionado el Botón Rojo “O” se insertará dicha llave y se girará en sentido horario.
- Noveno paso, se carga bobina con palanca de interruptor y se presiona Botón Verde I.

#### **SALIDA K02 (A SUB ESTACION TORRE SEDE CENTRAL - SOTANO 2 CELDA EN 10.0 KV)**

- Primer paso, retirar LOTO.
- Segundo paso, con la mano izquierda levantar el Pin de Permiso y mantenerlo, mientras se inserta la Palanca en T en la leva E
- Tercer paso: Girar la palanca en T en sentido horario (de I a O). Los 2 mímicos (superior e inferior) se deberán mostrar en blanco.
- Cuarto paso, en el seccionador de Puesta a Tierra, se deben girar las 2 llaves (C en sentido horario y D en sentido antihorario) para colocar el seguro de protección (se apreciará que en este paso el pin de la leva E sale).
- Quinto paso, se inserta la Palanca T en el punto (B) haciéndola girar en sentido horario. Los 2 mímicos (superior e inferior) se deberán mostrar alineados al circuito.
- Sexto paso, la llave de Posición (A) se gira en sentido horario para colocar el seguro de protección (se apreciará que en este paso el pin de la leva B sale).
- Séptimo paso, se gira la llave (2) en sentido antihorario, y se retira. En la leva B se observará la tapa que bloquea a ésta.

- Octavo paso, manteniendo presionado el Botón Rojo “O” se insertará dicha llave y se girará en sentido horario.
- Noveno paso, se carga bobina con palanca de interruptor y se presiona Botón Verde I.
- Decimo paso, se informa al Turnista (Juan Chávez) que la CELDA ha sido energizada y que comunique cualquier eventualidad.

### 3.5.5 Programación de actividades complementarias

### 3.5.6 Procedimiento de pruebas de operatividad de relés

Alcance: 06 relés de protección ABB y 07 WOODWARD SEG de las instalaciones de las subestaciones de la entidad financiera (SSEE Puerta C y Sótano 2), con la finalidad de verificar que las respuestas de actuación del tiempo, corrientes y frecuencias estén acorde a los ajustes existentes de las protecciones ante eventos anómalos que se puedan presentar dentro de su zona de operación, asegurando de esta manera las buenas condiciones operativas de protección y confiabilidad del sistema de protección.

#### RELÉS WOODWARD SEG

La ejecución de las pruebas de operatividad para los siete (07) relés de protección WOODWARD SEG WIP1-1-I1-E1 se realiza de la siguiente manera:

- Extracción del interruptor de potencia VD4, juntamente con el relé de protección WOODWARD SEG WIP1-1-I1-E1. Luego de ello, cerrar el interruptor.
- Revisión de los manuales del fabricante y conexión acorde al diagrama unifilar del interruptor de potencia VD4, así como el relé WIP1.
- Extracción de parámetros de ajuste de forma manual a través de software ABB (ver Anexo 9)
- Se procede a conectar los cables de inyección de corrientes primarias de la maleta SVERKER 750 hacia el contacto de la fase S en el interruptor de potencia VD4. Luego se procede a conectar los conductores de medición de tiempo de disparo de la maleta SVERKER 750 hacia el contacto de la fase R en el interruptor de potencia VD4.

- Se realizó la prueba inyectando corrientes primarias a cada fase: R, S y T del interruptor VD4; registrando los tiempos de apertura que se muestran en la maleta SVERKER 750.
- Se obtienen los reportes de las pruebas efectuadas para las funciones de sobreintensidad del relé de protección. Luego de finalizar las pruebas de operatividad, se procede a retirar y guardar los cables de inyección de corriente y los conductores de medición de tiempo de disparo para guardarlos en la maleta.
- Finalmente, se calcularon las tolerancias, verificando que estos resultados estén dentro del margen de tolerancia permitido (5% para inyección de corrientes y 10 ms para los tiempos de disparo). Se muestran en la tabla 20 y 21:

### **RELÉS ABB**

La ejecución de las pruebas de operatividad para los seis (06) relés de protección ABB de la subestación principal se desarrolla de la siguiente manera:

- Revisión del manual de fabricante y conexión de acuerdo al esquema eléctrico para determinar las salidas de disparo, entradas de corriente secundaria en los relés ABB REF 615 (Ver Anexo 7), RET 615 (Ver Anexo 8) y entradas de tensión secundaria en relé ABB REF 630 (Ver Anexo 6).
- Se estableció la comunicación con el relé de protección ABB utilizando una laptop y el software PCM 2.8 y cable tipo ethernet.
- Una vez establecida la comunicación, se extrajo sus ajustes y se procedió a descargar sus planillas con parámetros de cada uno de los relés.
- Luego, se procedió a conectar los contactos de disparo del relé a la maleta de prueba OMICROM CMC356.
- Se procedió a realizar la prueba con la inyección de corriente secundaria y tensión secundaria, al relé de protección respectivo; considerando como mínimo cinco (05) puntos de prueba.
- Se verifico el disparo por medio de la señalización de LEDs del panel frontal del relé para cada función de protección: Sobrecorriente de fases (50/51P), Sobrecorriente de tierra (50/51N), derivada de frecuencia (81LSH) y Subfrecuencia (81U).
- Se registraron los protocolos de pruebas efectuadas para cada relé.



- Terminada la prueba se procedió con la desconexión de los cables de inyección de corriente y de emisión de señal de disparo establecida entre maleta y relé. Por último, se desconecta la comunicación entre computadora portátil, equipo de prueba y relé.

Se recomienda registrar cada resultado y seguir con el programa de mantenimiento para tener un control estadístico de los servicios que se realizan, a fin de prevenir cualquier anomalía y disminuir la probabilidad de avería y/o corte de suministro.

#### IV. CONCLUSIONES

- Se diseñó el plan de mantenimiento centrado en confiabilidad para el equipamiento e instalaciones eléctricas principales de la subestación interior de la entidad financiera en estudio, sustentada bajo la metodología del RCM y las normas SAE JA1011 y JA1012. La importancia de la norma para el desarrollo de una metodología confiable 100%.
- Se identificaron seis sistemas, 29 equipos, 70 dispositivos auxiliares, los cuales fueron analizados mediante la metodología actualizada del Reliability Centred Maintenance II, para aquellos se determinaron, clasificaron y detallaron 59 funcionalidades con sus respectivos parámetros de operación en base al contexto operacional asociados a las distintas etapas presentes.
- Se determinaron en total 59 fallas funcionales, como parte del flujo de evaluación de la criticidad haciendo uso de las herramientas, y 124 modos de falla, evaluados según el devenir de las consecuencias provocadas estimando de forma general los efectos negativos por cada uno de ellos.
- Se establecieron las tareas de mantenimiento y periodicidad por cada modo de falla identificado, dando como resultado que el 46% de las actividades son preventivas, 30% predictivas, 22% actividades proactivas. Al determinar estas actividades se desea mitigar el número de averías de los equipos y componentes críticos, lo cual deviene en el mejoramiento del tiempo indicador promedio entre las fallas (MTBF) teóricamente. De igual forma el PMCC pretende mitigar la posibilidad de sucesión de las averías; por tanto, aminorar el riesgo potencial del personal operador y del ambiente.
- Los nuevos criterios y estándares en las actividades garantizan la confiabilidad del sistema, la seguridad de los trabajadores y del medio ambiente; toda vez que, la tecnificación de la gestión del mantenimiento permite registrar documentalmente las actividades, procedimientos y resultados basados en normatividad; haciendo amplio uso de información de calidad. Por otro lado,

permite la incorporación de mejoras continuas mediante reuniones entre los grupos de decisión. Dichas sesiones, permiten realizar un feedback entre todos los participantes y el aumento del conocimiento de las instalaciones, pruebas y tecnologías vigentes.

- El análisis de modo de fallos y efectos es la etapa que genera mayor complicación y duración de trabajo para elaboración del PMA, en vista que la comprensión del personal está limitado al conocimiento de los de mayor experiencia. EL AMFE es un método sencillo que de manera sucinta y eficaz permite comprender la forma en la que opera un sistema, subsistema y componentes; de manera concisa la forma en que surge la avería.
- Se obtienen las mejores opciones de mantenimiento integral. Para obtener la planificación del PM centrado en un AMFE, se requiere tomar en consideración que el plan actual está en base a los modos de falla de los equipos y no de los elementos que los componen. Aunque se observan versiones abreviadas del AMFE, se debe particularizar el análisis como se menciona y es determinante para cada sistema.
- Se establecieron procedimientos de mantención y operación del equipamiento crítico de la SS.EE requeridos para el entrenamiento y enseñanza del personal asignado a la programación. Durante el desarrollo del análisis se debe tener en cuenta la participación de personal con mayores años de experiencia en todas las disciplinas involucradas y no solamente de mantenimiento, personal con conocimientos de las disciplinas de análisis de riesgos, ambiente, procesos y confiabilidad, entre otras especialidades.

## **V. RECOMENDACIONES**

- Aplicar los criterios de la metodología RCM II para la elaboración de todos los equipos y sistemas electromecánicos con que cuenta la entidad financiera, a fin de obtener un plan de mantenimiento integral a nivel institucional, tanto de la sede principal como en todas sus oficinas.
- Se debería empezar por un plan piloto aplicado a una familia de equipos, con la finalidad que el aprendizaje en la institución sea gradual y controlado. Dicho aprendizaje permitirá explorar, mejorar y agilizar el flujo en las próximas aplicaciones. Además, los resultados alcanzados durante este flujo, permitirán sustentar más fácilmente la factibilidad técnica del proyecto.
- Es necesario que se organicen reuniones de trabajo programadas de mayor durabilidad y en las cuales se registre los puntos tratados en un acta documentada, a fin de mantener la trazabilidad y no redundar en problemas ya tratados, aportando al conocimiento a todos los miembros del grupo de revisión.
- Los graves errores conceptuales que se cometen en el desarrollo de la metodología, sumado al tremendo esfuerzo que significa el “ensayo y error”, el conocimiento de nuestras instalaciones y las tecnologías a utilizar, conducen a que los resultados sean ineficientes, y la mayoría de las veces además resulte en una aplicación peligrosa, por las considerables supresiones en las que se incurren; por tanto, la utilización de fichas de datos técnicos de fabricantes es imprescindible, en complementación a las normas internacionales.
- Preparar al personal operativo y supervisores asociados al flujo de instauración del plan de mantenimiento, proporcionando teoría acerca de la metodología y secuencias del Reliability Centred Maintenance a fin de lograr mayor conocimiento en común, avalado por la mejora continua. Permitiendo cambios objetivos puedan suscitarse en el presente plan.

- Complementar el plan de mantenimiento actual con nuevos procedimientos de las actividades necesarias de las pruebas descritas, protocolos de campo estandarizados y manuales de operación de las maletas de pruebas.
- Estimar el presupuesto itemizado de las actividades de mantenimiento.
- Se aconseja elevar el plan de mantenimiento detallado en el SKU y en el software de gestión del mantenimiento de las instalaciones en SAP; asimismo, el sustento correspondiente: informes técnicos periódicos, eventuales, protocolos y datos necesarios para el registro adecuado del historial.
- Se plantea sumar indicadores del mantenimiento parametrizados en el SAP (KPI) relacionados a los costos de repuestos, mano de obra, insumos, otros y también tiempos de las fallas, solución, parada; a fin de controlar y analizar las actividades involucradas en el PMA.

## BIBLIOGRAFIA

Aguirre, E. M. (2017). *Diseño de un plan de mantenimiento centrado en la confiabilidad (MCC) al compresor estacionario de tornillo de una etapa de la empresa metalmeccanica FAMECA SAC*. Trujillo, Peru.

Anonimo. (s.f.). *Predictiva21*. Recuperado el 14 de Setiembre de 2020, de <https://predictiva21.com/libro-rcm-moubray/>

Arias, F. (2006). *Proyecto de investigación. Introducción a la Metodología Científica* (Quinta ed.). Caracas: Epitesme, C.A.

Biglieri, I. C. (21 de febrero de 2010). *¿Qué tipo de mantenimiento realiza con mas frecuencia en su empresa?* Obtenido de <http://clasesdemantenimientos.blogspot.com/>

Calderon De A, J. D. (2015). *DESARROLLO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO INTEGRAL DE SUBESTACIONES ELÉCTRICAS COMPACTAS EN PEQUEÑAS Y MEDIANAS EMPRESAS. CASO DE ESTUDIO. EDIFICIO PROFESIONAL "TORRE STRATOS"*. Universidad de Carabobo, Valencia, Venezuela.

Campos, J. (s.f.). *Mantenimiento Centrado en Confiabilidad (RCM)*.

Ccori, J. S. (2017). *"DISEÑO DE UN PLAN DE MANTENIMIENTO APLICANDO LA METODOLOGÍA RCM PARA LOS EQUIPOS CRÍTICOS DE LA MINI CENTRAL HIDROELÉCTRICA LURINI CUYO CUYO SANDIA"*. Puno, Perú.

Chavez de Paz, D. (2019). *Conceptos y Tecnicas de Recoleccion de datos en la investigacion Jurídico Social*. Obtenido de [https://www.unifr.ch/ddp1/derechopenal/articulos/a\\_20080521\\_56.pdf](https://www.unifr.ch/ddp1/derechopenal/articulos/a_20080521_56.pdf)

Garrido, S. G. (2009). *Manual práctico para la gestión eficaz del mantenimiento*. Renovetec.

- Gómez, A. D., & Castro, J. C. (2019). *Propuesta de guía metodológica para la aplicación del mantenimiento centrado en confiabilidad (RCM) en transformadores de potencia*. Managua.
- Harper, G. E. (2005). *Fundamentos de Instalaciones Eléctricas de Mediana y Alta Tensión* (2da ed.). D.F. Mexico: Limusa, Grupo Noriega Editores.
- Hernandez, R., Fernandez, C., & Baptista, P. (2014). *Metodología de la Investigación*. Mexico: McGRAW-HILL / INTERAMERICANA EDITORES, S.A.
- Hurtado de Barrera, J. (2000). *Metodología de la Investigación Holística* (2da (1998) ed.). Fundación Sypal.
- Londoño, & Marin. (2002). Metodologia de la Investigación Holística. Una propuesta integradora desde una sociedad fragmentada. *UNI-Pluri/Versidad*, 2, 3. Recuperado el Abril de 2019, de <https://aprendeonline.udea.edu.co/revistas/index.php/unip/article/download/..11094>
- Medina, C. Z. (2018). *Plan de mantenimiento preventivo basado en RCM para el chancador primario Fuller, Operacion Mantoverde*. Universidad Tecnica Federico Santa María, Valparaíso, Chile. Obtenido de <http://hdl.handle.net/11673/40797>
- Miranda, M. L., & Gonzales, B. Z. (2018). *MEJORA DEL PLAN DE MANTENIMIENTO PREVENTIVO DE LOS EQUIPOS CRITICOS DE LA LÍNEA DE PRODUCCIÓN 1 DE LA EMPRESA COTECMAR MEDIANTE LA METODOLOGÍA RCM*. Cartagena de Indias, Colombia.
- Motta Cruz, M. A. (2017). *Diseño de un Plan de Mantenimiento Centrado en Confiabilidad para Top Rolls en Vidrio Andino S.A*. Bogotá, Colombia.
- Moubray, J. (2004). *Mantenimiento Centrado en Confiabilidad* (2da En Español ed.). (S. y. Ellman, Trad.) North Carolina, USA: Aladon LLC.
- Otero, J. A., Arcique, R. T., & Jimenez, D. M. (2010). *Análisis de modos de falla, efectos y criticidad (AMFEC) para la planeación del mantenimiento empleando criterios de riesgo y confiabilidad* (Vols. Tecnología, Ciencia, Educación, vol. 25, núm. 1). Monterrey, Mexico: Instituto Mexicano de

Ingenieros Químicos. Obtenido de  
<http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=48215094003>

Parra, J. L. (2004). *Mantenimiento predictivo de transformadores de potencia*. Callao.

Perez, C. M. (s.f.). *Mantenimiento centrado en Confiabilidad (RCM)*. Soporte & CIA Ltda. Obtenido de [www.soproteycia.com.co](http://www.soproteycia.com.co)

Serrano, G. (s.f.). *Gestión del Mantenimiento*. Obtenido de  
<https://predictiva21.com/gestion-del-mantenimiento/>

Smith, & Hinchcliffe, &. (2005). *Develop good strategies for effective preventive maintenance*. (Vol. 11). Plant Engineering.

Souza, Driessnack, & Costa. (2007). Revision de diseños de investigación resaltantes para enfermería. PARTE 1: DISEÑOS DE INVESTIGACIÓN CUANTITATIVA. *Latino Am Enfermagem* 2007, 2.

Union Fenosa Distribucion S.A. (2016). *DOCUMENTO DE INFORMACION DE RIESGOS*. Distribucion. Recuperado el Diciembre de 2019



## **ANEXOS**

## ANEXO 1

## TABLAS DE DATOS TECNICOS

Tabla 3 Flota de transformadores de subestación (seco y en aceite)

CARACTERISTICAS / TAG	TR1	TR2	TR3	TR4	TR5	TR6	TR7	SECO
UBICACIÓN	SOTANO 2	SOTANO 2	SOTANO 2	SOTANO 2	SOTANO 2	SOTANO 3	SOTANO 2	PUERTA C
MARCA	BROWN BOVERI ICT S.A.	BROWN BOVERI ICT S.A.	BROWN BOVERI ICT S.A.	BROWN BOVERI ICT S.A.	BROWN BOVERI ICT S.A.	BROWN BOVERI ICT S.A.	BROWN BOVERI ICT S.A.	ABB
MODELO	TOAKWC	TOAKWC	TOAKWC	TOAKWC	TOAKWC	TOAKWC	TOAKWC	DTE 6000/24
SERIE	L-13797	L-13798	L-13796	L-13800	L-13799	L-15059	L-13801	1LES33014079
AÑO DE FABRICACION	1978	1978	1978	1978	1978	1980	1975	2013
PESO DE ACEITE	1100 KG	1100 KG	1100 KG	1100 KG	1100 KG	1100 KG	655 KG	--
PESO TOTAL	3780 KG	3830 KG	3780 KG	3830 KG	3830 KG	4030 KG	2095 KG	13 970 KG
POTENCIA	1000 KVA	1250 KVA	1000 KVA	1250 KVA	1250 KVA	1250 KVA	500 KVA	6000 KVA
FASES	3	3	3	3	3	3	3	3
FRECUENCIA	60 HZ	60 HZ	60 HZ	60 HZ	60 HZ	60 HZ	60 HZ	60 HZ
GRUPO DE CONEXIÓN	Dyn5	Dyn5	Dyn5	Dyn5	Dyn5	Dyn5	Dyn5	YNd5
ALTITUD DE TRABAJO	1000 msnm	1000 msnm	1000 msnm	1000 msnm	1000 msnm	1000 msnm	1000 msnm	1000 msnm
RELACION DE TRANSFORMACION	10/0.23 Kv	10/0.23 Kv	10/0.23 Kv	10/0.46 Kv	10/0.46 Kv	10/0.46 Kv	443/230 v	22.9/10 Kv
CORRIENTE MT	57.74 A	72.2 A	57.74 A	72.2 A	72.2 A	72.17 A	651.64 A	151.27 A
CORRIENTE BT	2510.3 A	3137.8 A	2510.3 A	1568.9 A	1568.9 A	1568.9 A	1255.2 A	346.41 A
POSICIONES	5	5	5	5	5	5	--	5
TAP MAX	10.5 kV	10.5 kV	10.5 kV	10.5 kV	10.5 kV	10.5 kV	--	24.025 kV
TAP MIN	9.5 kV	9.5 kV	9.5 kV	9.5 kV	9.5 kV	9.5 kV	--	21.755 kV

Fuente: Elaboración propia

*Tabla 4 Relés de protección en las celdas de las subestaciones*

<b>S.E. PRINCIPAL - 22.9 KV</b>		
<b>CELDA</b>	<b>FABRICANTE</b>	<b>MODELO</b>
LLEGADA J01	ABB	REF 615
SALIDA J03	ABB	REF 615
SALIDA J04	ABB	RET 615
<b>S.E. PRINCIPAL – 10 KV</b>		
<b>CELDA</b>	<b>FABRICANTE</b>	<b>MODELO</b>
LLEGADA K01	ABB	REF 615
SALIDA K02	ABB	REF 615
<b>S.E. SOTANO 2 – 10 KV</b>		
<b>CELDA</b>	<b>FABRICANTE</b>	<b>MODELO</b>
LLEGADA A.T. - A	WOODWARD SEG	WIP1-1-I1-E1
SALIDA A TR1 – E	WOODWARD SEG	WIP1-1-I1-E1
SALIDA A TR2 – D	WOODWARD SEG	WIP1-1-I1-E1
SALIDA A TR3 – C	WOODWARD SEG	WIP1-1-I1-E1
SALIDA A TR4 – G	WOODWARD SEG	WIP1-1-I1-E1
SALIDA A TR5 – L	WOODWARD SEG	WIP1-1-I1-E1
SALIDA A TR8 – B	WOODWARD SEG	WIP1-1-I1-E1
LLEGADA A.T.	ABB	REF 630

Fuente: Elaboración propia

Tabla 5 Características de celdas e interruptores - Subestación Puerta C

SUBESTACION	PUERTA C	PUERTA C	PUERTA C	PUERTA C	PUERTA C	PUERTA C
CELDA	K01	K02	J01	J02	J03	J04
DETALLE	CELDA DE LLEGADA EN 10 KV	CELDA DE SALIDA EN 10 KV	CELDA DE LLEGADA EN 22.9 KV	CELDA DE ENLACE	CELDA DE SALIDA AL CPD	CELDA DE SALIDA
MARCA	ABB	ABB	ABB	ABB	ABB	ABB
MODELO	VD4	VD4	VD4	--	VD4	VD4
TIPO	UNIMIX-F24	UNIMIX-F24	UNIMIX-F24	UNIMIX-RAC	UNIMIX-F24	UNIMIX-F24
SERIE	1VC1BB00018641	1VC1BB00018645	1VC1BB00018639	1YSA04418	1VC1BB00047500	1VC1BB00047501
AÑO DE FABRICACION	2011	2011	2011	2011	2011	2011
NIVEL DE AISLAMIENTO	24 KV	24 KV	24 KV	24 KV	24 KV	24 KV
CORRIENTE NOMINAL	630 A	630 A	630 A	630 A	630 A	630 A
FRECUENCIA	60 HZ	60 HZ	60 HZ	60 HZ	60 HZ	60 HZ

Fuente: Elaboración propia

Tabla 6 Características celdas e interruptores - Subestación Sótano 2

SUBESTACION	SOTANO 2	SOTANO 2	SOTANO 2	SOTANO 2	SOTANO 2	SOTANO 2	SOTANO 2
CELDA	--	E-TR1	D-TR2	C-TR3	G-TR4	L-TR5	B-TR6
DETALLE	CELDA PRINCIPAL DE LLEGADA	CELDA E-TR1	CELDA D-TR2	CELDA C-TR3	CELDA G-TR4	CELDA L-TR5	CELDA B-TR6
MARCA	ABB	ABB	ABB	ABB	ABB	ABB	ABB
MODELO	--	--	--	--	--	--	--
TIPO	VD4	VD4	VD4	VD4	VD4	VD4	VD4
SERIE	7023583/4015/03	7023583/4012/03	7023583/4006/03	7023583/4019/03	7023583/4017/03	7023583/4018/03	7023583/4005/03
AÑO DE FABRICACION	--	--	--	--	--	--	--
NIVEL DE AISLAMIENTO	12 KV	12 KV	12 KV	12 KV	12 KV	12 KV	12 KV
CORRIENTE NOMINAL	630 A	630 A	630 A	630 A	630 A	630 A	630 A
FRECUENCIA	60 HZ	60 HZ	60 HZ	60 HZ	60 HZ	60 HZ	60 HZ

Fuente: Elaboración propia

Tabla 7 Tableros de Distribución en baja tensión - Subestación Sótano 2

<b>CARACTERISTICAS / TABLERO</b>	<b>TDP1</b>	<b>TDP1</b>	<b>TDP1</b>	<b>TDP2</b>	<b>TDP2</b>	<b>TDP2</b>	<b>TDP3</b>	<b>TDP3</b>
<b>INTERRUPTOR</b>	<b>E1</b>	<b>E2</b>	<b>E3</b>	<b>D1</b>	<b>D2</b>	<b>D3</b>	<b>C1</b>	<b>C2</b>
<b>MARCA</b>	ABB	ABB	ABB	ABB	ABB	ABB	ABB	ABB
<b>MODELO</b>	SACE E3N32	SACE E2B16	SACE E3N32	SACE E4S40	SACE E3N32	SACE E3N32	SACE E3N32	SACE A3N
<b>SERIE</b>	AC 00348048	AC 00348137	AC 00348045	AC 00348451	AC 00348044	AC 00348047	AC 00348046	AC 00348043
<b>NIVEL DE AISLAMIENTO</b>	690 V	690 V	690 V	690 V	690 V	690 V	690 V	690 V
<b>CORRIENTE NOMINAL</b>	3200 A	1600 A	3200 A	4000 A	3200 A	3200 A	3200 A	3250 A
<b>FRECUENCIA</b>	60 HZ	60 HZ	60 HZ	60 HZ	60 HZ	60 HZ	60 HZ	60 HZ
<b>TENSION AUXILIAR</b>	220 VAC	220 VAC	220 VAC	220 VAC	220 VAC	220 VAC	220 VAC	220 VAC

Fuente: Elaboración propia

Tabla 8 Tableros de Distribución en baja tensión - Subestación Sótano 2

<b>CARACTERISTICAS / TABLERO</b>	<b>TDP4</b>	<b>TDP4</b>	<b>TDP5</b>	<b>TDP5</b>	<b>TDP6</b>	<b>TDP6</b>	<b>TDP7</b>	<b>TDP7</b>	<b>TDP8</b>
<b>INTERRUPTOR</b>	<b>G1</b>	<b>G2</b>	<b>F1</b>	<b>F2</b>	<b>X1</b>	<b>X2</b>	<b>J</b>	<b>K</b>	<b>H</b>
<b>MARCA</b>	ABB	ABB	ABB	ABB	ABB	ABB	ABB	ABB	ABB
<b>MODELO</b>	SACE E2N20	SACE E2N12	SACE E2N20	SACE E2N20	SACE E3S25	SACE E3S25	SACE E1B12	SACE E1B12	SACE E2N2000
<b>SERIE</b>	AC 00348053	AC 00348144	AC 00348054	AC 00348051	B0078V01D	B0095V01D	AC 00348056	AC 00348050	AC00348052
<b>NIVEL DE AISLAMIENTO</b>	690 V	690 V	690 V	690 V	690 V	690 V	690 V	690 V	690 V
<b>CORRIENTE NOMINAL</b>	2000 A	1250 A	2000 A	2000 A	2500 A	2500 A	1250 A	1250 A	2000 A
<b>FRECUENCIA</b>	60 HZ	60 HZ	60 HZ	60 HZ	60 HZ	60 HZ	60 HZ	60 HZ	60 HZ
<b>TENSION AUXILIAR</b>	220 VAC	220 VAC	220 VAC	220 VAC	220 VAC	220 VAC	220 VAC	220 VAC	220 VAC

Fuente: Elaboración propia

Tabla 9 Pozos a tierra y sus ubicaciones

PAT N°	UBICACION
1	S.E. 22.9/10 KV / PUERTA C
2	S.E. 22.9/10 KV / PUERTA C
3	S.E. 22.9/10 KV / PUERTA C
4	S.E. 22.9/10 KV / PUERTA C
5	S.E. 10 KV / SOTANO 2
6	S.E. 10 KV / SOTANO 2
7	S.E. 10 KV / SOTANO 2
8	S.E. 10 KV / SOTANO 2

Fuente: Elaboración propia

Tabla 10 Etapas de rechazo de carga del relé de protección ABB REF 630

Etapas	Subestación	Tensión kV	Alimentador Circuito o Carga	Código del interruptor	Ajustes de umbral		Ajustes de derivada		
					Hz	seg	Hz	Hz /seg	seg
1	SE-BC-01	10.00	Cheller 01	TDP-5-F3-ST-CH01	59,20	0,15	59,80	-1,0	0,15
1									
2									
2									
3	SE-BC-01	10.00	Cheller 01	TDP-5-F3-ST-CH02	58,80	0,15	59,80	-1,0	0,15
3									
4									
4									
5	SE-BC-01	10.00	Cheller 01	TDP-5-8-B1-CH03	58,50	0,15			
5									
6									
6									
7									
7									

Fuente: Datasheet ABB REF 630 information



Tabla 11 Márgenes de ajuste para relé WOODWARD SEG WIP1-1 II-EI

Nº	Rango de seteo	Pasos	Tolerancia
In >	WIP1-1 0,6 .... 2,5 A (Salida) WIP1-2 / WIP1-3 0,3 .... 2,6 A (Salida)	0,01; 0,02; 0,05; 0,005; 0,01 0,02; 0,05	+ - 6 % valor de seteo + - 6 % valor de seteo
TI >	0,06 – 300 s (Tiempo definido) 0,05 – 10 (tiempo inverso)	0,01; 0,03; 0,1; 0,3; 0,5; 1,0; 2,0; 5,0; 10; 20 s 0,01; 0,02; 0,05; 0,1; 0,2; 0,5	+ - 2.5 % or + - 10 ms + - 5.5 % inversión normal + - 8 % para terminar Extremadamente inverso X <sup>3</sup> -X <sup>4</sup>
T min	0,04 .... 1.5 s	0,01 s; 0,03 s; 0,06 s	+ - 3 % or 20 ms*
In >>	1 .... 30 A (Salida)	0,02; 0,06; 0,1; 0,2; 0,5; 1,5 A	+ - 4 % of valor de seteo en minutos + - 2 % In
TI >>	0,06 .... 2 s	0,1 s; 0,02 s; 0,05 s	+ - 2.5 % or + - 10 ms

Fuente: Datasheet WOODWARD SEG WIPI information

Tabla 12 Márgenes de tiempo para el interruptor ABB VD4 12

Características	T (ms)
Duración de apertura	33.....66
Duración de arco	10.....15
Duración total de corte	43.....75

Fuente: Datasheet ABB VD4 information

## ANEXO 2

Tabla 13 Grupo de trabajo RCM

MOP Equipo Técnico						
Nombre	Cargo	Locación	Skill Level	A realizado esta actividad antes (Si/No)	N° años de experiencia o N° de veces realizado	Comentarios
<b>Renato Zavaleta</b>	Analista FM Equipos e inst.	BBVA	1	No	2 años	Facilitador
<b>Cesar Solís</b>	Jefe Técnico Sd.	BBVA	1	No	5 años	Operación SSEE
<b>Javier Tordillas</b>	Analista de riesgos operacionales	BBVA	1	Yes	Más de 5	Facilitador
<b>Juan Chávez</b>	Turnista - operación Sot 2	BBVA	1	Yes	Más de 5	Operador
<b>Edil Cunha</b>	Turnista (Permanece Consola)	BBVA	1	Yes	Más de 5	Operador
<b>Carlos Altamira</b>	Responsable en Puerta C	BBVA	1	Yes	Más de 5	Supervisor
<b>Santiago Castillo</b>	Técnico Apoyo- Sot #2(Tec 2)	BBVA	1	Yes	Más de 5	Electricista 1
<b>Sergio Llanos</b>	Supervisor prevencionista	BBVA	1	Yes	Más de 5	Prevencionista
<b>Yilber Mendoza</b>	Técnico Apoyo en Pta. C(Tec 1)	BBVA	2	Yes	Más de 5	Electricista 1
<b>Carlos Martinez</b>	Técnico Ascensorista (Tec 3)	BBVA	1	Yes	Más de 5	Electricista 2
<b>Roberto Pérez</b>	Técnico A/Acond. (Tec 4)	BBVA	1	Yes	Más de 5	Electricista 2
Técnicos externos y soporte						
Nombre	Cargo	Locación	Skill Level	A realizado esta actividad antes (Si/No)	Si es Si, # de veces realizado	Comentarios
			(Del 1 al 10)			
<b>Cambar Sosa, Daniel Félix</b>	Técnico ElectroserVICIOS	BBVA	5	Yes	Más de 5	Proveedor de mantenimiento

<b>Peña Cruz, Gerson</b>	Técnico Electroservicios	BBVA	5	Yes	Más de 5	Proveedor de mantenimiento
<b>Garro Zevallos, José Carlos</b>	Técnico Electroservicios	BBVA	5	Yes	Más de 5	Proveedor de mantenimiento
<b>Gómez Bran, Anselmo Custodio</b>	Técnico Electroservicios	BBVA	5	Yes	Más de 5	Proveedor de mantenimiento
<b>Ángeles Carrasco, Lucio Alfredo</b>	Ing. Supervisor	BBVA	5	Yes	Más de 5	Proveedor de mantenimiento
<b>Cruz Ordinola, Gabriel Ángel</b>	Técnico Electroservicios	BBVA	10	Yes	Más de 10	Proveedor de mantenimiento
<b>Bautista López, Paul</b>	Técnico Electroservicios	BBVA	10	Yes	Más de 10	Proveedor de mantenimiento
<b>Valencia Eguia, Alejandro Carlos</b>	Ing. Residente	BBVA	10	Yes	Más de 10	Proveedor de mantenimiento
<b>Yonamine Vela, Alexis Mario</b>	Técnico Electroservicios	BBVA	1	Yes	Más de 10	Proveedor de mantenimiento
<b>Trejo Jaime, Adolfo Henry</b>	Ing. Supervisor	BBVA	8	Yes	Más de 10	Proveedor de mantenimiento
<b>Sánchez Rivera, Jaime Alberto</b>	Ing. Supervisor	BBVA	8	Yes	Más de 10	Proveedor de mantenimiento
<b>Cruz Espinoza, José Jaime</b>	Técnico Electroservicios	BBVA	10	Yes	Más de 10	Proveedor de mantenimiento
<b>Caiaamari Canaquiri, Wilco</b>	Técnico Electroservicios	BBVA	10	Yes	Más de 10	Proveedor de mantenimiento
<b>Caaquiri Caiaamari, Fridman</b>	Técnico Electroservicios	BBVA	10	Yes	Más de 10	Proveedor de mantenimiento
<b>Luis Chirre, Danilo</b>	Técnico Electroservicios	BBVA	10	Yes	Más de 10	Proveedor de mantenimiento
<b>Ramos Chauca, Acacio Demetrio</b>	Técnico Electroservicios	BBVA	7	Yes	Más de 5	Proveedor de mantenimiento
<b>Janampa Borda, Efrayn</b>	Técnico Electroservicios	BBVA	7	Yes	Más de 5	Proveedor de mantenimiento
<b>Moreno Arzapalo Miguel Alejandro</b>	Técnico Electroservicios	BBVA	7	Yes	Más de 5	Proveedor de mantenimiento
<b>Lorenzo Torres, Antony Samir</b>	Técnico Electroservicios	BBVA	7	Yes	Más de 5	Proveedor de mantenimiento
<b>Gonzales Hernández, Adán</b>	Técnico Electroservicios	BBVA	7	Yes	Más de 5	Proveedor de mantenimiento

Fuente: Elaboración propia

### ANEXO 3

Tabla 14 Cuadro de detalle: Funcionalidades primarias y secundarias

Subsistema	Elementos	Función Principal	Función Secundaria
Parte Activa	Bobinado	Traslado de la energía eléctrica para generación del fluido magnético en el núcleo.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Transportar la corriente eléctrica sin presentar sobrecalentamiento interno o daño entre bobinas.</li> <li>• Conservar la temperatura interna de los devanados a menos de 100°C.</li> <li>• Conservar las pérdidas en el cobre al mínimo.</li> </ul>
	Núcleo magnético	Permitir el flujo de energía electromagnética y abarcar el campo magnético generado por el devanado primario	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mantener de soporte, estructura y medio mecánico a los bobinados del transformador de distribución.</li> <li>• Conservar la cantidad de pérdidas en sí mismo (núcleo).</li> <li>• Conservar el nivel de ruido a 87 decibeles como máximo.</li> <li>• Conservar la vibración a niveles aceptables sin deteriorarse o desajustarse.</li> </ul>
Sistema: Aislamiento	Aislante dieléctrico (aceite)	Separar mecánicamente a los bobinados del transformador Enfriar el contenido interno del transformador.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumentar la rigidez dieléctrica interna del contenido del transformador.</li> <li>• Incrementar el aislamiento entre los devanados y masa.</li> <li>• Minimizar la posibilidad de aparición de arcos eléctricos internos.</li> <li>• Prevenir la entrada de humedad al interior del transformador.</li> <li>• Mitigar algunos arcos eléctricos minúsculos.</li> <li>• Conservar la vida útil de 25 hasta 35 años del transformador</li> <li>• Conservar la temperatura del aislante a menos de 70°C</li> </ul>
	Papel Kraft (aislante)	Aislar los bobinados de cada fase entre ellos y con la carcasa	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumentar el nivel de aislamiento de los bobinados.</li> <li>• Conservar buen estatus de las propiedades mecánicas y eléctricas de los devanados y entre ellos.</li> <li>• Conservar la vida útil de 25 hasta 35 años (interno)</li> </ul>

			<ul style="list-style-type: none"> <li>Mantener el nivel de temperatura de operación nominal entre 70°C-110°C</li> </ul>
	Aisladores, pasatapas de baja y media .	Prevenir la unión y conexión de las partes activas contra la masa del transformador	<ul style="list-style-type: none"> <li>Conservar la hermeticidad en las salidas de los bornes (hacia interior)</li> <li>Conservar buena conductividad del interior del aislador pasatapa</li> </ul>
Sistema:  Protección mecánica y monitoreo	Indicador de nivel del aislamiento interno (aceite)	Visualizar el nivel del aislante dieléctrico	<ul style="list-style-type: none"> <li>Indicar el nivel de volumen interno escalado.</li> <li>Enviar señal de alarma o disparo al relé de protección</li> </ul>
	Actuador de sobrepresión interna	Mitigar la presión dentro del transformador de manera constante.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Prevenir la destrucción y/o deformación de la carcasa del transformador (cuba)</li> <li>Soslayar eléctricamente al transformador si la presión interna se eleva a más de 4 psi aproximadamente.</li> <li>Lanzar la señal de disparo y alerta al relay de protección eléctrica asociado.</li> </ul>
	Sensor de temperatura	Sensar la temperatura de operación real del interior del transformador	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mostrar la temperatura correcta a escala para registro.</li> <li>Lanzar la señal de disparo y alerta al relay de protección eléctrica asociado. Si la temperatura de los devanados es 100°C o la temperatura del aceite es 70°C.</li> <li>Soslayar eléctricamente al transformador si la temperatura (bobinas) es mayor a 110°C o la temperatura del aislamiento (aceite) es mayor a 80°C</li> </ul>
	Filtro deshidratador	Prevenir la entrada de humedad a la cuba (interior del transformador)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Absorber la humedad remanente mediante el silica gel</li> <li>Facilitar la entrada de aire seco en cantidades graduales.</li> </ul>
Sistema:  Protección eléctrica	Relay de disparo por sobrecorriente	Proteger integralmente al trafo contra distintos tipos de fallas (corto, sobre corriente)	<ul style="list-style-type: none"> <li>Quitar la energía al transformador debido a sobre corrientes, sobre o mínima tensión</li> <li>Lanzar señal eléctrica para disparo para protección principal del transformador y alarmas respectivas.</li> <li>Mantener el registro de fallas en base de datos en memoria interna.</li> </ul>
	Relay de disparo diferencial	Proteger al transformador contra cortos y fugas internas.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Desconectar la alimentación al trafo cuando detección detecta corriente diferencial en devanado restringido.</li> <li>Lanzar señal eléctrica para alarmas.</li> </ul>

			<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incomunicar al ITM principal para prevenir la energización del trafo y generar mayor daño y el colapso del sistema.</li> <li>• Mantener el registro de fallas en base de datos en memoria interna.</li> </ul>
	Fusible de sobrecorriente	Preservar la integridad de los elementos que conforman el transformador (Sobrecorriente, corto circuito)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mantener conectado débilmente el contacto entre las pletinas principales de alimentación y el trafo desde borneras.</li> <li>• Limitar la I KA cortocircuito.</li> <li>• Desconectar el circuito mecánicamente ante una eventual falla para proteger al transformador (se funde)</li> </ul>
	Puesta a tierra (Media y baja tensión)	Proteger a los operarios contra tensiones de toque y al sistema ante sobrecorrientes	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Desviar a tierra las corrientes parasitas</li> <li>• Referenciar el sistema eléctrico</li> <li>• Proteger el sistema contra sobretensiones</li> </ul>
Sistema: Estructural de soporte	Partes metálicas en general	Base de los devanados, núcleo magnético y aislante dieléctrico interno del trafo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aterrizar la armadura del trafo</li> <li>• Brindar confort y estabilización al equipo.</li> <li>• Atenuar las vibraciones producidas por la operación y paso de la energía.</li> </ul>
	Cuba/Aletas Radiadoras	Contener el aceite dieléctrico	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Preservar libre de humedad el aceite dieléctrico.</li> <li>• Soslayar la parte interior del exterior.</li> <li>• Tolerar presiones nominales hasta 4 psi aproximadamente.</li> </ul>
	Tanque de Expansión	Posibilitar el flujo de la volumetría cambiante por temperatura de acción.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Preservar libre de humedad el aceite dieléctrico.</li> <li>• Precaver la distorsión de la morfología del tanque por sobrepresión</li> <li>• Tolerar presiones nominales hasta 4 psi aproximadamente.</li> </ul>
Sistema: Enfriamiento	Aletillas de radiación del calor	Enfriar el material dieléctrico por medio de la disipación al aire libre o a veces forzado por ventilador.	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Mantener el aceite fuera de contacto con el ambiente exterior</li> <li>• Tolerar presiones nominales hasta 4 psi aproximadamente.</li> <li>• Facilitar el flujo de aire para enfriamiento del trafo por convección natural</li> </ul>

Fuente: Elaboración propia

Tabla 15 Plan de mantenimiento producto de análisis RCM II

EQUIPO / SISTEMA	TAREA DE MANTENIMIENTO PROGRAMADO	FRECUENCIA	A REALIZAR POR
01 Transformador Seco ABB (Puerta C)	Análisis por termografía de las partes activas (ANSI/NETA MTS-2007)	Bianual	01 técnico electromecánico + 02 técnicos electricistas especialistas + 01 supervisor
	Análisis vibracional y sonoro	Triannual	
	Pruebas de descargas parciales	5 años	
	Revisión y evaluación de la cimentación. Inspección y evaluación del estado de la pintura exterior. Verificación del estado de rieles y anclajes.	Anual	02 técnicos electromecánicos + 03 técnicos especialistas + 01 supervisor
	Pruebas eléctricas, alcance: - Relación de transformación (IEEE 43-2000, NETA 2005) - Pruebas de aislamiento (AT vs BT, AT vs masa, BT vs masa) - Medición de resistencia de bobinados (Fase N-U, N-V, N-W; fase r-s, s-t, t-r)	Bianual	
	Revisión y ajuste de terminales de centralita de temperatura.	Anual	02 técnicos electromecánicos + 03 técnicos especialistas + 01 supervisor

	<p>Medición de resistencia de actuador PT100 (Fase R, S y T)</p> <p>Sopleteo y aspiración de polvo impregnado en los equipos.</p> <p>Limpieza general con disolvente dieléctrico no contaminante a los equipos eléctricos del transformador. (incluye tapas, aisladores y otros).</p>		
07 transformadores de distribución ABB en aceite (Sótano 2)	<p>Análisis por termografía de las partes activas (ANSI/NETA MTS-2007)</p> <p>Revisión y evaluación de la cimentación.</p> <p>Revisión del estatus del indicador de nivel.</p> <p>Revisión del estatus de válvula de muestreo.</p> <p>Verificación del nivel de aceite del tanque.</p> <p>Verificación de la estanqueidad.</p> <p>Inspección y evaluación del estado de la pintura exterior.</p> <p>Verificación del estado de radiadores.</p> <p>Verificación del estado de rieles y anclajes.</p> <p>Sopleteo y aspiración de polvo impregnado en los equipos</p> <p>Limpieza general con disolvente dieléctrico no contaminante a de la celda de transformación</p> <p>Revisión de aisladores porta barras</p> <p>Limpieza, ajuste y pintado de barras colectoras.</p> <p>Revisión y ajuste de pernos de los transformadores.</p> <p>Revisión y evaluación del color de silicagel.</p>	<p>Anual</p> <p>Anual</p> <p>Anual</p>	<p>04 técnico electromecánico + 02 técnicos electricistas especialistas + 01 supervisor</p> <p>04 técnico electromecánico + 02 técnicos electricistas especialistas + 01 supervisor</p>



	Verificación del estado de relé buchholz y termómetro.	5 años	
	Reemplazo de silicagel ecológica para el transformador		
	Pruebas eléctricas, alcance: - Relación de transformación (IEEE 43-2000, NETA 2005) - Factor de potencia - Corriente de excitación (IEEE Std 62-1995) - Resistencia de aislamiento entre devanados y masa (IEC 60076-1) - Resistencia de los bobinados (ANSI/IEEE C57.12.90)	Anual	04 técnico electromecánico + 02 técnicos electricistas especialistas + 01 supervisor
	Análisis físico químico de aceite dieléctrico, alcance: - Rigidez dieléctrica (ASTM D1816) - Contenido de agua (ASTM D1533) - Índice de neutralización (ASTM D-974) - Tensión interfacial (ASTM D-971) - Pérdida dieléctrica 25°C (%) Norma ASTM D 924 - Color (ASTM D1500) - Análisis cromatográfico bajo la Norma ASTM D-3612 - Análisis de Furanos (FU) ASTM D-5837	Anual	

06 Celdas Unimix MT (Puerta C): 05 interruptores ABB VD4	<p>Sopleteo y aspiración de polvo impregnado en los equipos.</p> <p>Limpieza general de la celda (interior y exterior) con disolvente dieléctrico no contaminante.</p> <p>Limpieza general de aisladores</p> <p>Limpieza y pulido de contactos de seccionadores unipolares</p> <p>Limpieza, revisión y ajuste de terminales en 22.9 kV</p> <p>Medición de aislamiento</p> <p>Verificación de la cimentación</p>	Anual	04 técnico electromecánico + 02 técnicos electricistas especialistas + 01 supervisor
07 Celdas s/m MT (Sótano 2): 07 interruptores ABB VD4	<p>Mantenimiento de interruptor, consiste en:</p> <p>Operación de cierre y apertura de interruptor</p> <p>Verificación de operatividad de elementos de señalización (lámparas)</p> <p>Limpieza, lubricación y engrase de mecanismo de mando</p> <p>Verificación de nivelación de soportes</p> <p>Verificación de la operación automática de carga de resortes</p> <p>Verificación de la operación manual de carga de resortes</p> <p>Medición de resistencia de contactos por fase (micro Ohm)</p> <p>Medición de resistencia de aislamiento entre fases y masa en 1kV (Fase R vs masa, S vs masa, T vs masa)</p>	<p>Bianual</p> <p>Anual</p>	<p>04 técnico electromecánico + 02 técnicos electricistas especialistas + 01 supervisor</p> <p>04 técnico electromecánico + 02 técnicos electricistas especialistas + 01 supervisor</p>

	<p>Pruebas a transformadores de corriente y tensión:  Medir impedancia (devanados)  Verificar relación de transformación.  Revisión de sistema: cargador baterías (incluye toma de tensión)  Limpieza y ajuste de bornes de baterías.</p> <p>Reemplazo de baterías por tiempo de uso</p>	Bianual	
<p>08 Tableros de distribución de baja tensión (Sótano 2)</p> <p>17 interruptores de línea ABB SACE</p>	<p>Análisis por termografía de las partes activas (ANSI/NETA MTS-2007)</p> <p>Sopleteo y aspiración de polvo impregnado en los equipos.  Limpieza general de paneles y compartimentos internos y externos.  Revisión del estado de componentes de soporte y ajustes mecánicos de la celda.  Revisión y ajuste de bornes de conexión de interruptores, barras colectoras y de distribución.  Ajuste con torquímetro de los puntos de conexión de equipos y enlaces de barras.  Revisión y ajuste de aisladores portabarras.  Revisión y limpieza de los contactos principales y cámara apaga chispas, entrehierro de las bobinas de mínima tensión de los interruptores.  Revisión y ajuste de conexiones, terminales y circuitos de equipos de control.</p>	<p>Anual</p> <p>Anual</p>	<p>02 técnicos electromecánicos + 03 técnicos especialistas + 01 supervisor</p> <p>04 técnico electromecánico + 02 técnicos electricistas especialistas + 01 supervisor</p>

	<p>Inspección, reajuste y limpieza de contactores.  Inspección, reajuste y limpieza de fusibles NH.  Medición de resistencia de contactos por fase de interruptor principal  Medición de resistencia de aislamiento entre fases y masa</p> <p>Pruebas a transformadores de corriente y tensión:  Medir impedancia (aislamiento)  Verificación de la relación de transformación.</p>	Anual	02 técnico electromecánico + 01 técnicos electricistas especialistas + 01 supervisor
04 Relés ABB (REF 615) 01 Relé ABB (RET 615)	<p>Prueba de operatividad de las siguientes funciones:</p> <p>Sobrecorriente de Fase (50/51P)  Sobrecorriente de tierra (50/51N)</p>	Anual	02 técnico electricistas especialistas + 01 técnicos electricistas + 01 supervisor
07 Relés WOODWARD SEG (WIPI-1-I1-E1)	Sobrecorriente de Fase (50/51P)	Anual	
01 Relé ABB (REF 630)	Derivada de frecuencia (81LSH) Subfrecuencia (81U)	Anual	
Sistema de puesta a tierra (MT y BT)	<p>Revisión y Limpieza de los componentes:  Electrodos de Puesta a Tierra y Bornes de conexión.  Inspección del estado de enlace equipotencial.  Medición de la resistencia inicial y final de pozos a tierra:</p>	Semestral	03 técnico electromecánicos + 01 supervisor

	MT (<10 Ohm) y BT (<25 Ohm) - CNE pág. 38 inc. 36B. Aplicación de tratamiento con sales higroscópicas Reemplazo de borneras AB de cobre.	Bianual	
--	--	---------	--

Fuente: Elaboración propia

Tabla 16 Programación de actividades complementarias

#	Ubicación	Tiempo de operación	Operación	Responsable para la operación	Nombre Supervisor	Comentarios
1	SE Sótano 2	10:00 AM	Ingreso de herramientas, equipos, materiales e instalación del personal, charla de seguridad en los ambientes de SE Sótano 2.	Electrosevice	César Solís	
2	Sótano 2 - Sala de Grupos Electrógenos ( transformador TR 7)	10:30 AM	Desconexión de interruptores de baja Interruptor "K" - Interruptor "J"- queda desenergizado TR 7	Electrosevice	César Solís	
3	Sótano 2 - Sala de Grupos Electrógenos ( transformador TR 7)	10:35 AM	Inicio Mantenimiento Preventivo Transformador TR7. Ubicación Sala de Grupos Electrógenos.	Electrosevice	César Solís	En Paralelo se estará realizando MPR a TR8.
4	Sótano 2 - Sala de Grupos Electrógenos ( transformador TR 7)	11:30 PM	Limpieza interna y externa de transformador TR 7.	Electrosevice	César Solís	
5	Sótano 2 - Sala de Grupos Electrógenos ( transformador TR 7)	12:00 PM	Comunicación a responsables Sodexo de termino de Mantenimiento y reposición de Interruptor "K"	Electrosevice	César Solís	TR 7 queda operativo para poder funcionar durante el mantenimiento del TR 4

6	SE Sótano 2 (celdas y transformadores)	13:00	Ubicación de personal Electroservice en SE Puerta 'C' y SE Sótano 2.	Electroservice	César Solís	
7	SE Sótano 2 (celdas y transformadores)	13:10	Apagado de ascensores previa comunicación a CGA (primero desde TKVISION y TDP4 para MEDEX)	Sodexo	Juan Chávez	Primero H1, H2 y finalmente H4. Permanece Tec 3 (Ascensorista) en H4.
8	SE Sótano 2 (celdas y transformadores)	13:10	Apagado de Bombas de agua previa coordinación con Brigadistas - Seguridad	Sodexo	Juan Chávez	Tec 2 apaga bombas desde tablero de control de bombas (sótano 2).
9	SE Sótano 2 (celdas y transformadores)	13:20	Encendido de grupos y toma de carga controlado por el proveedor RETYGSAC, haciendo uso del método Soft Transfer	RETYGSAC	Juan Chávez	Juan Chávez recibe confirmación de Tec2 y Asc para avisar RETYGSAC encendido GG.EE.
10	SE Sótano 2 (celdas y transformadores)	13:30	Grupo electrógeno Asume carga eléctrica presente	Sodexo	Juan Chávez	Grupo electrógeno CAT 3512 y CAT 3508
11	SE Sótano 2 (celdas y transformadores)	13:30	Téc 4 (A/A) valida operatividad de equipos de frío en zonas críticas de sede (Central Telefónica, CGA, RC, Mercados Globales, etc).	Sodexo	Juan Chávez	Tec 4 (A/A) inicia actividad y valida operatividad

						informando a Juan Chávez (horaria).
12	SE Sótano 2 (celdas y transformadores)	13:35	Juan Chávez comunica a Tec 3 (Ascensorista) que procederá con el energizado al ascensor MEDEX, H2 y H1. Ascensorista valida operatividad de ascensores.	Sodexo	Juan Chávez	
13	SE Sótano 2 (celdas y transformadores)	13:40	Juan Chávez comunica telefónicamente (3448) que la sede ya está con GG.EE. Y próxima al corte.	Sodexo	Juan Chávez	
14	SE Sótano 2 (celdas y transformadores)	13:40	Conectar interruptores de Grupo electrógeno en tableros de baja tensión (E2 TDP1, D2 TDP2 y C2 TDP3)	Sodexo	Juan Chávez	Antes de aperturar interruptor A, validar enlaces (sot2).
15	SE Sótano 2 (celdas y transformadores)	13:45	Se valida apertura Interruptor principal de media tensión "A" de SE Sot 2- Torre	Sodexo	Juan Chávez	
16	Sub estación WESTIN	14:00	Coordinación de corte de energía, con empresa eléctrica. El supervisor SODEXO verificara el bloqueo respectivo y solicitara comprobante para el restablecimiento, este se mostrara al finalizar los trabajos para la reposición.	Sodexo	César Solís	Cesar Solís en SE del Westin - coordinaciones con Turnista Juan Chávez



17	SE Puerta 'C' y (Celda y Transformador)+C138:I143		Tec 1 (Yobber Mendoza) efectúa la apertura de los Interruptores (05 CELDAS) en SUB ESTACION PTA C: a) LLEGADA, b) SALIDA HACIA EL CPD, c) SALIDA HACIA EL TRAFIO DE POTENCIA, d) LLEGADA DESDE EL TRAFIO, e) SALIDA HACIA SE DEL SOTANO 2	Sodexo	Carlos Altamirano	
18	SE Sótano 2 (celdas y transformadores)	14:00	Desconexión de interruptores de media (Celdas E -TR1, D-TR2 y C - TR3) / (2do Grupo según tiempos : F-TR5 , G - TR4, B - TR 8)	Sodexo	Juan Chávez	
19	SE Puerta 'C' y (Celda y Transformador)	14:00	Coordinación de corte de energía, revelado, puesta a tierra temporal, bloqueo de circuitos, e inicio de labores: Limpieza interna y externa de las celdas y transformador de SE puerta 'C' (GRUPO 1) y de los transformadores de la SE sótano 2 (GRUPO 2).	Electroservice	Carlos Altamirano	Se cierra interruptor K en Sala Grupos, se verifica J cerrado
20	SE Sótano 2 (celdas y transformadores)	14:05	Se comunica a VERTIV del corte (anexo 3448) y se solicita confirmación que el CPD se encuentre soportado con sus propios GG.EE.	Sodexo	Juan Chávez	

21	SE Puerta 'C' y SE Sótano 2 (Celdas - transformadores)	14:10	Limpieza interna y externa de las celdas y transformador de SE puerta 'C' (GRUPO 1) y de los transformadores de la SE sótano 2 (GRUPO 2).	Electrose rvice	Carlos Altamira/ Yilber Mendoza	Inicio del Mantenimiento
22	SE Puerta 'C' y SE Sótano 2 (Celdas - transformadores)	17:00:00	Limpieza interna y externa de las celdas y transformador de SE puerta 'C' (GRUPO 1) y de los transformadores de la SE sótano 2 (GRUPO 2), Pruebas a los relés de la SE puerta 'C' (GRUPO DE PRUEBAS 1) y Pruebas a los transformadores de la SE sótano 2 (GRUPO DE PRUEBAS 2).	Electrose rvice	César Solís/ Yilber Mendoza	
23	SE Puerta 'C' y SE Sótano 2 (Celdas - transformadores)	19:00:00	Requintado de toda la pernería y revisión de todos los contactos y terminales, prueba de funcionamiento en vacío en las celdas de la SE puerta 'C' (GRUPO 1) y Pruebas a los transformadores de la SE sótano 2 (GRUPO 2 y GRUPO DE PRUEBAS 2).	Electrose rvice	César Solís/ Yilber Mendoza	
24	SE Sótano 2 (celdas y transformadores)	21:30:00	Coordinador Sodexo avisa a Control CPD que se está a la espera de re energizado de celda de salida al CPD en puerta C - coordinaciones previas con Sodexo en Westin	Sodexo	Juan Chávez	

25	Sub estación WESTIN	21:45:00	Confirmar desde Sub estación Westin la presencia de personal Luz del Sur, para maniobras de reconexión (carga de La empresa eléctrica) en presencia del Supervisor Sodexo.	Electroservice	César Solís	Coordinación previa por adelanto de horario en labores (de darse el caso)
26	SE Puerta 'C' y SE Sótano 2 (transformadores)	21:45:00	A la espera de reposición de energía en celda de llegada de la SE puerta 'C' (GRUPO 1) e inicio de Pruebas a los transformadores	Electroservice	César Solís	Coordinación previa por adelanto de horario en labores (de darse el caso)
27	SE Sótano 2 (celdas y transformadores)	22:20:00	Apagado de ascensores previa comunicación a CGA (se inicia H1, H2 y H4). Tec3 (Carlos Maticorena) se queda en Hall 4 esperando la reposición.	Sodexo	Juan Chávez	Interruptor K en sala de Grupos - apagar Int G2 Apagar
28	Sub estación WESTIN	22:30:00	Reposición de energía en celda de llegada de la SE puerta 'C' (GRUPO 1 Electroservice), Coordinación en Westin para esperar confirmaciones de Sede que todo está conforme	Sodexo	César Solís	
29	SE Puerta 'C' (celdas y transformador)	22:35:00	Reconectar Celda de Llegada de energía desde Westin ; reconectar salida de la torre principal (10 KV) en la subestación puerta C	Sodexo	Carlos Altamira/ Yilber Mendoza	Reposición de la carga Total en Torre, hacia red Comercial

30	SE Puerta 'C' (celdas y transformador)	22:40:00	Reconectar Celda de salida de CPD (22 KV) en la subestación puerta C previa coordinación con personal de Vertiv	Sodexo	Carlos Altamira/ Yilber Mendoza	
31	SE Sótano 2 (celdas y transformadores)	22:45:00	Coordinador Sodexo avisa a Control CPD que se ha restablecido energía hacia el CPD, que verifiquen y comuniquen luego de su propia transferencia, si todo es normal.	Sodexo	CS	
32	SE Sótano 2 (celdas y transformadores)	22:45:00	Reconectar interruptores "Energía Comercial en tableros de baja tensión (E1, D1 y C1)	Sodexo	CS	
33	SE Sótano 2 (celdas y transformadores)	22:45:00	Interruptor A se inserta y se carga bobina automáticamente, más NO se presiona botón I; RETYGSAC realiza alimentación. Luego de ello, se va insertando y cargando bobina del resto de interruptores de salida de 10KVA.	Sodexo	Juan Chávez	
34	SE Sótano 2 (celdas y transformadores)	22:50:00	Transferencia de energía de grupo a energía comercial, haciendo uso del método Soft Transfer	RETIGS A	Juan Chávez	
35	Sub estación WESTIN	22:50:00	Comunicación a César Solís para indicar que todo conforme - Luz del Sur puede retirarse de Westin	Sodexo	Juan Chávez	Se solicita a personal de Luz del Sur poder esperar este

						tiempo para confirmar toda la operatividad de celdas
36	SE Sótano 2 (celdas y transformadores)	22:55:00	Encendido de ascensores previa comunicación a CGA. Iniciando desde H4, H2 y H1. A su vez se encienden bombas sótano 2.	Sodexo	Juan Chávez	Reponer G1 en TDP 4
37	SE Sótano 2 (celdas y transformadores)	22:55:00	Comunicación a CGA y control de red.	Sodexo	Juan Chávez	
38	SE Sótano 2 (celdas y transformadores)	23:15:00	Pruebas en equipos de precisión y UPS	Sistelec	Juan Chávez	
39	SE Sótano 2 (celdas y transformadores)	23:15:00	Revisión de equipos de aire acondicionado central telefónica y data Center	Sodexo	Juan Chávez	

Fuente: Elaboración propia

Tabla 17 Diseño de plan de respaldo ante contingencia durante mantenimiento

<b>PLAN DE RESPALDO ANTE UNA CONTINGENCIA</b>							
<b>CORTE INTEMPESTIVO DE SUMINISTRO ELECTRICO EN TDP 6</b>							
<b>#</b>	<b>Ubicación</b>	<b>Tiempo de operación</b>	<b>operación</b>	<b>Responsable</b>	<b>Iniciales del lector</b>	<b>Comprobar</b>	<b>Comentarios</b>
1	CONSOLA	0:00:00	ALARMA EN UPS, SE REPONE ENERGIA ELECTRICA DE INMEDIATO EN EL CIRCUITO AFECTADO	Sodexo	JCH		
2	CONSOLA	0:05:00	EN CASO FALLA DE UPS AL MOMENTO DE HACER LA TRANSFERENCIA DE ENERGIA COMERCIAL A GRUPO ELECTROGENO, EL RESTABLECIMIENTO ESTARÁ A CARGO DE LA COMPAÑÍA <b>SISTELEC</b> CONVOCADA A ESTA ACTIVIDAD	Sodexo	CS		
3	CONSOLA	0:05:00	EN CASO DE UNA FALLA DE GRUPO ELECTROGENO O TABLERO DE TRANSFERENCIA AL TOMAR LAS CARGAS SE CONTARA CON PROVEEDOR <b>RETIGSA Y MAQUINARIAS PESADAS</b> PARA QUE SE ENCIENDAN DE MODO MANUAL LOS GRUPOS ELECTROGENOS	Sodexo	CS		

Fuente: Elaboración propia

## ANEXO 4

## DATOS DE CALIBRACIÓN DE PROTECCIONES

Tabla 18 Tolerancias calculadas para las corrientes inyectadas (&lt;5%)

Celda	I prim (A)	C.T	I sec (A)	I > (A)	Tolerancia calculada (%)
LLEGADA A.T. – A	87,2	100/1	0,87	0,85	2,59
SALIDA A TR1 - E	74,4	100/1	0,74	0,72	3,33
SALIDA A TR2 – D	92,8	100/1	0,93	0,9	3,11
SALIDA A TR3 – C	74,7	100/1	0,75	0,72	3,75
SALIDA A TR4 – G	93,0	100/1	0,93	0,9	3,33
SALIDA A TR5 – L	92,4	100/1	0,92	0,9	2,67
SALIDA A TR8 – B	94,7	100/1	0,95	0,92	2,93

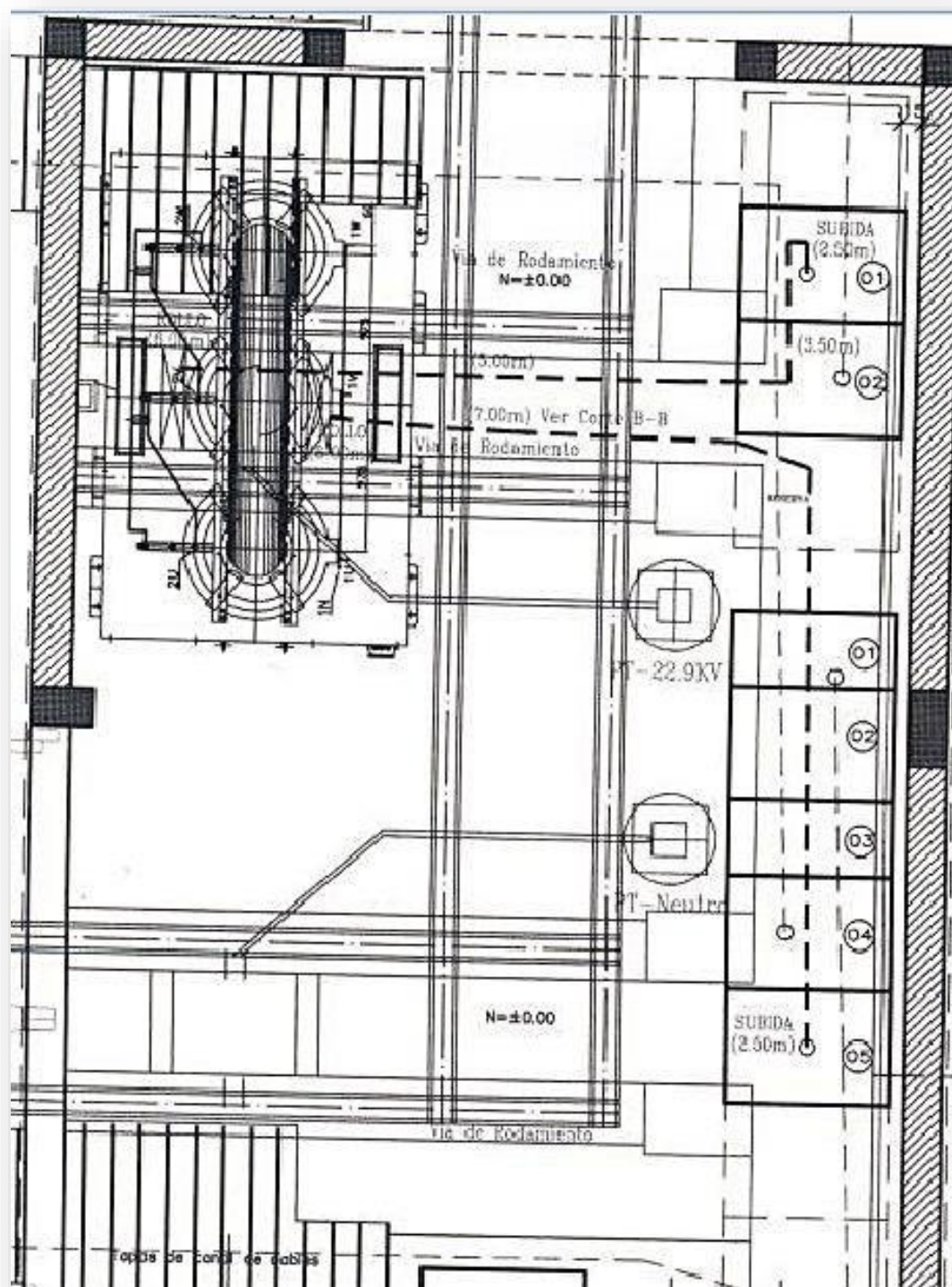
Fuente: Elaboración propia

Tabla 19 Tolerancias calculadas para los tiempos de disparo (&lt;10 ms)

CELDA	TIEMPO TOTAL T (ms)	Interruptor VD4 T (ms)	Relé WIP1 T (ms)	T>	Tolerancia <10 ms
LLEGADA A.T. – A	227	75	152	150	2
	228	75	153	150	3
	226	75	151	150	1
SALIDA A TR1 - E	1079	75	1004	1000	4
	1073	75	998	1000	2
	1075	75	1000	1000	0
SALIDA A TR2 – D	1076	75	1001	1000	1
	1074	75	999	1000	1
	1078	75	1003	1000	3
SALIDA A TR3 – C	1081	75	1006	1000	6
	1078	75	1003	1000	3
	1080	75	1005	1000	5
SALIDA A TR4 – G	1072	75	997	1000	3
	1077	75	1002	1000	2
	1071	75	996	1000	4
SALIDA A TR5 – L	1076	75	1001	1000	1
	1080	75	1005	1000	5
	1079	75	1004	1000	4
SALIDA A TR8 – B	1069	75	994	1000	6
	1072	75	997	1000	3
	1080	75	1005	1000	5

Fuente: Elaboración propia

## ANEXO 5



*Ilustración 21 Esquema de SS.EE Principal 22.9/10 KV – Puerta C*

Fuente: Elaboración propia



## ANEXO 6

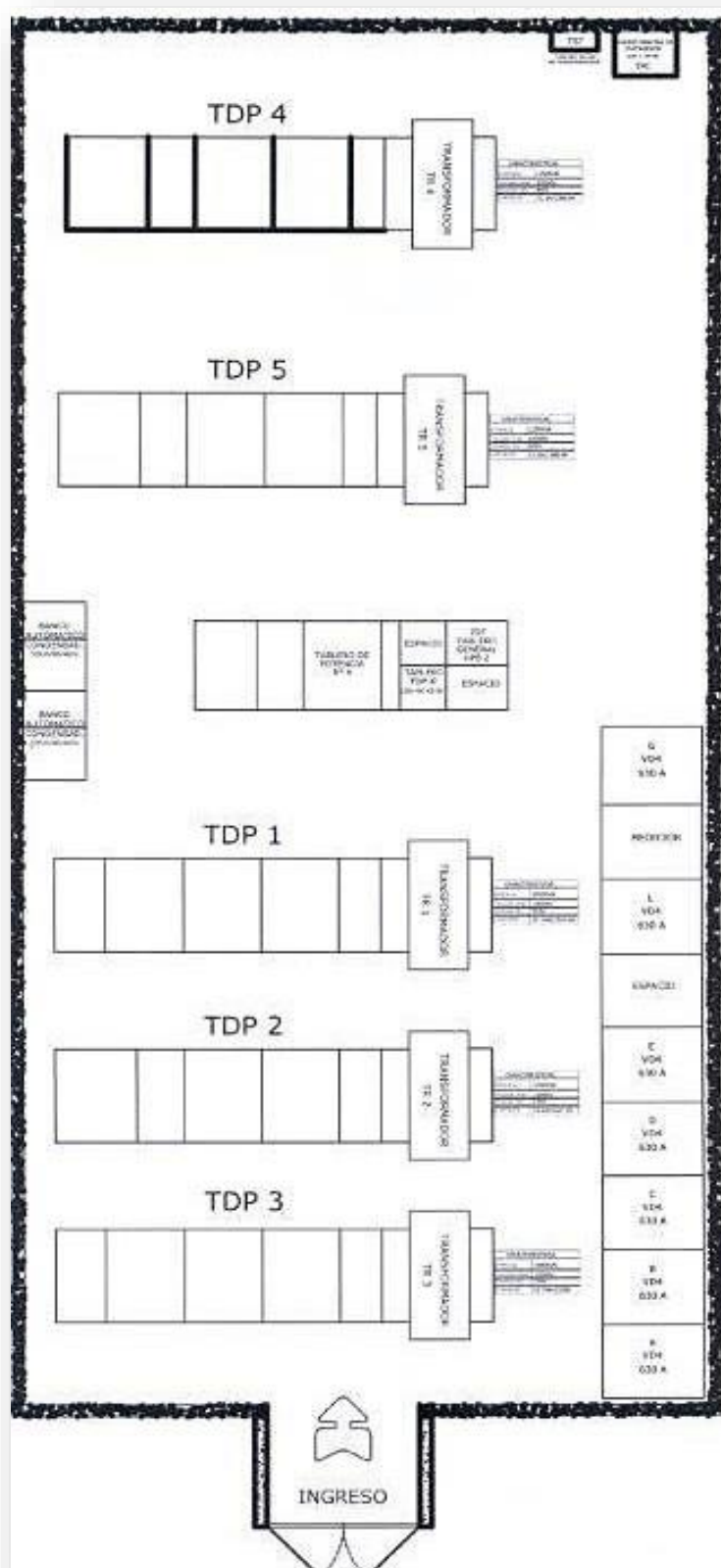


Ilustración 22 Sótano 2 Complejo Sede Central – SS.EE 10/0,38/0,44 KV

Fuente: Elaboración propia

## ANEXO 7

Barra de Referencia de Generación (BRG)	Punto de Suministro y Medición	Tensión (kV)	Dirección	Potencia Contratada	
				HP	HFP
Barra Lima 220 kV	Subestación 1580 de LDS	22,9 kV	Sede Central BBVA ubicada en la Avenida República de Panamá N° 3055, distrito de San Isidro, provincia y departamento de Lima.	3 MW	4 MW

Ilustración 23 Potencia contratada, punto de suministro, nivel de tensión y BRG


Fuente: Elaboración propia

	Potencia max HP	Potencia max HFP	Energía en HP	Energía en HFP	Energía Total
Mes	kW	kW	kW.h	kW.h	kW.h
May-17	2,073	2,616	151,706	883,671	1,035,377
Jun-17	1,838	2,164	142,206	771,470	913,676
Jul-17	1,650	2,056	135,912	738,014	873,926
Ago-17	1,529	1,925	148,338	745,383	893,721
Set-17	1,778	1,908	152,867	714,359	867,226
Oct-17	1,600	1,950	148,714	749,393	898,107
Nov-17	1,674	2,189	138,550	749,536	888,086
Dic-17	1,752	2,370	139,730	797,790	937,520
Ene-18	2,453	2,703	165,008	921,976	1,086,984
Feb-18	2,665	2,924	173,272	911,120	1,084,392
Mar-18	2,594	2,851	175,276	969,838	1,145,114
Abr-18	2,609	2,815	172,094	931,824	1,103,918
May-18	2,267	2,475	171,862	899,812	1,071,674
Jun-18	1,769	2,144	145,826	732,015	877,841
Jul-18	1,454	1,798	137,686	723,977	861,663
Ago-18	1,430	1,751	140,730	693,900	834,630
Set-18	1,596	1,734	137,853	678,004	815,857
Oct-18	1,662	2,025	146,449	723,302	869,751
Nov-18	1,666	2,113	132,144	743,730	875,874
Dic-18	1,784	2,331	127,555	794,120	921,675
Ene-19	2,515	2,720	167,926	911,023	1,078,949
Feb-19	2,692	2,846	163,478	914,639	1,078,118
Mar-19	2,563	2,772	171,401	981,235	1,152,636
Abr-19	2,386	2,567	153,376	856,813	1,010,189
May-19	2,295	2,526	154,531	855,899	1,010,429

Ilustración 24 Perfil de carga de la Sede Central

Fuente: Elaboración propia

## ANEXO 8



## Electro Service Montajes S.R.L.

Calle Carlos Gonzales N° 245, Maranga - San Miguel - Lima - Perú  
Telf.: 452-4562 / 562-2170  
E-mail: esmo@esmosrl.com.    www.esmosrl.net

---

### ACTA DE CONFORMIDAD

Cliente : BBVA - red central  
 Contrato u O/C: \_\_\_\_\_ F. Inicio de Servicio: 75/11/17  
 Monto Contratado : \_\_\_\_\_ F. Final del Servicio: 76/11/17  
 Referencia de Servicio : mantenimiento preventivo de Sede Central

En la fecha los representantes de ambas empresas dan su conformidad por lo siguiente:


**Trabajos realizados :** - Traslado de personal de Esma a instalaciones del cliente.  
- mantenimiento preventivo de S.E. principal de 22.9 kV que comprende:  
01 transformador de 6MVA, 03 celdas de 24KV, 02 celdas de 10KV,  
pruebas de operatividad de 05 relés REF ABB, pruebas de aislamiento,  
relación de transformación y resistencia de devanados a transformador de 6MVA.

- mantenimiento preventivo de S.E. de 10KV que comprende:  
08 celdas de salida de 10KV, 07 transformadores en aceite, pruebas de  
operatividad de 07 relés autónomos, 01 relé REF 630, pruebas eléctricas  
a los 07 transformadores de aceite.

**Personal a Cargo :** Henry Trejo / José Gordo  
Alan González / Efraín Jarama  
Jorge Chavez / Ezequiel Aguilar  
Paul Bautista / Wilma Cármona  
Policarpo Becas / Luis Angeles

**Observaciones :** \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_

Se firma el presente documento acreditando que los trabajos fueron concluidos dentro del plazo contractual y sin incurrir en penalidad.

  
 p/Electro Service Montajes S.R.L.  
 Apell. y Nomb. Trejo Jaime Henry


  
 p/El Cliente  
 Apell. y Nomb. Carlos Altamirano

Ilustración 25 Acta de conformidad de servicio (Subestación Puerta C)

Fuente: PROTOCOLOS DE CAMPO PARA MANTTO APLICADO





**Electro Service Montajes S.R.L.**  
 Calle Carlos Gonzales N° 245, Maranga - San Miguel - Lima - Perú  
 Telf.: 452-4562 / 562-2170  
 E-mail: esmo@esmosrl.com. www.esmosrl.net

## ACTA DE CONFORMIDAD

Cliente : Banco Continental  
 Contrato u O/C: 8800018610 F. Inicio de Servicio: 28/10/2017  
 Monto Contratado : \_\_\_\_\_ F. Final del Servicio: 28/10/2017  
 Referencia de Servicio : Mantenimiento preventivo de TDP


En la fecha los representantes de ambas empresas dan su conformidad por lo siguiente:

**Trabajos realizados :** -Traslado de nuestro personal hacia las instalaciones del cliente.  
- Mantenimiento preventivo de 04 Tableros de Distribución de Baja Tension ambos ceres.  
- Mantenimiento preventivo de 02 interruptores de Baja Tension de 3200 Amp.  
- Mantenimiento preventivo de 01 interruptor de Baja Tension de 1600 Amp.  
- Pruebas de aislamiento.  
- Pruebas de resistencia de contactos.  
- Puesta en servicio.

**Personal a Cargo :** -Alan Gonzales Fernandez  
-Gerson Peña Cruz  
-Paul Bautista Lopez  
-Sebastien Angeles Murillo  
-Fiorella Aguilar Asperic

**Observaciones :** \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_

Se firma el presente documento acreditando que los trabajos fueron concluidos dentro del plazo contractual y sin incurrir en penalidad.

  
 p/Electro Service Montajes S.R.L.  
 Apell. y Nomb. Garro Zevallos Sosa



  
 p/El Cliente  
 Apell. y Nomb. Carlos Altamirano

Ilustración 26 Acta de conformidad de servicio (Sótano 2 - TDP)

Fuente: PROTOCOLOS DE CAMPO PARA MANTTO APLICADO (2017)



# Electro Service Montajes S.R.L.

Calle Carlos Gonzales N° 245, Maranga - San Miguel - Lima - Perú  
Telf.: 452-4562 / 562-2170  
E-mail: esmo@esmosrl.com.      www.esmosrl.net

---

## ACTA DE CONFORMIDAD

Cliente : Banco Continental - Sede central  
 Contrato u O/C: 8800018610      F. Inicio de Servicio: 21/10/2017  
 Monto Contratado : \_\_\_\_\_      F. Final del Servicio: 21/10/2017  
 Referencia de Servicio : mantenimiento preventivo a los tableros de baja tensión

En la fecha los representantes de ambas empresas dan su conformidad por lo siguiente:

**Trabajos realizados :**

- \* TRANSPORTE DE NUESTRO PERSONAL DESDE NUESTRAS INSTALACIONES A LOS DEL CLIENTE.
- \* mantenimiento preventivo a tablero TDP2
- \* mantenimiento preventivo y pruebas eléctricas a interruptores de baja tensión. 01 de 4000 A, 02 de 3200 A, 03 de 3200 A.
- \* limpieza general del tablero TDP2 y revisión de ajuste.
- \* Corte de cable, interconexión a tablero TDP2
- \* Revisión y verificación del estado físico de los equipos instalados.
- \* Limpieza de cables con soldado dielectrico.
- \* Puesta en Servicio

**Personal a Cargo :**

- Alexis Yonamine
- Alvaro Gonzales
- Axel Angeles
- GERSON PEÑA
- Fiorella Aguilera

**Observaciones :**

---




---



---

Se firma el presente documento acreditando que los trabajos fueron concluidos dentro del plazo contractual y sin incurrir en penalidad.

  
 \_\_\_\_\_  
 p/Electro Service Montajes S.R.L.  
 Apell. y Nomb. GERSON AGUILAR GONZALEZ


  
 \_\_\_\_\_  
 p/El Cliente  
 Apell. y Nomb. Carlos Altamirano Lucas  
DNI 07918076

Ilustración 27 Acta de conformidad de servicio (Mantto. interruptores TDP)

Fuente: PROTOCOLOS DE CAMPO PARA MANTTO APLICADO (2017)





## Electro Service Montajes S.R.L.

Calle Carlos Gonzales N° 245, Maranga - San Miguel - Lima - Perú  
Telf.: 452-4562 / 562-2170  
E-mail: esmo@esmosrl.com.      www.esmosrl.net

### ACTA DE CONFORMIDAD

Cliente : Banco Continental  
 Contrato u O/C : 8800018610      F. Inicio de Servicio: 04/11/2017  
 Monto Contratado : \_\_\_\_\_      F. Final del Servicio: 04/11/2017  
 Referencia de Servicio : Mantenimiento preventivo del TDP 3

En la fecha los representantes de ambas empresas dan su conformidad por lo siguiente:

**Trabajos realizados :** - Traslado de nuestro personal a las instalaciones del cliente.  
- Mantenimiento de 04 Tableros de Baja Tension  
- Mantenimiento de 02 interruptores de 3200 Amp.  
- Pruebas de aislamiento y resistencia de contactos.  
- Puesta en servicio.

**Personal a Cargo :** - Alan Gonzales Fernandez  
- Gerson Pena Cruz  
- Sebastian Angeles Murillo  
- Danilo Luis Chime  
- Fiorella Aguiler Asperie

**Observaciones :** \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_  
 \_\_\_\_\_

Se firma el presente documento acreditando que los trabajos fueron concluidos dentro del plazo contractual y sin incurrir en penalidad.

  
 \_\_\_\_\_  
 p/Electro Service Montajes S.R.L.  
 Apell. y Nomb. Gerardo Bevellos Jose

  
 \_\_\_\_\_  
 p/El Cliente  
 Apell. y Nomb. \_\_\_\_\_

Ilustración 28 Acta de conformidad de servicio (Mantto. interruptores TDP)

Fuente: PROTOCOLOS DE CAMPO PARA MANTTO APLICADO



## ACTA DE CONFORMIDAD

Cliente : BANCO CONTINENTAL SEDA CENTRAL.  
 Contrato u O/C: 8800018610. F. Inicio de Servicio: 07/11/17  
 Monto Contratado : \_\_\_\_\_ F. Final del Servicio: 07/11/17  
 Referencia de Servicio : MEDICION, MANTEENIMIENTO DE POZO A TIERRA.

En la fecha los representantes de ambas empresas dan su conformidad por lo siguiente:

**Trabajos realizados :** TRANSPORTE DE NUESTRO PERSONAL DESDE NUESTRAS INSTALACIONES ALAS DEL CLIENTE.

- MEDICION INICIAL DE LA RESISTENCIA DE 08 POZOS A TIERRA.
- APLICACION DE UNA DOSIS DE TARGCEL A CADA POZO A TIERRA.
- MEDICION FINAL DE LA RESISTENCIA DE 08 POZOS A TIERRA.
- CAMBIO DE CONECTORES "AB" A CADA POZO A TIERRA.

**Personal a Cargo :** GERMAN CAINOHARI C.  
WILCO CAINOHARI C.

**Observaciones :** \_\_\_\_\_

Se firma el presente documento acreditando que los trabajos fueron concluidos dentro del plazo contractual y sin incurrir en penalidad.

  
 p/Electro Service Montajes S.R.L.  
 Apell. y Nomb. CAINOHARI CAINOHARI WILCO

  
 p/El Cliente  
 Apell. y Nomb. Carlos Altamirano S.  
07/11/17

Ilustración 29 Acta de conformidad (mantenimiento de sistemas de puesta a tierra)

Fuente: PROTOCOLOS DE CAMPO PARA MANTTO APLICADO (2017)

## ANEXO 9

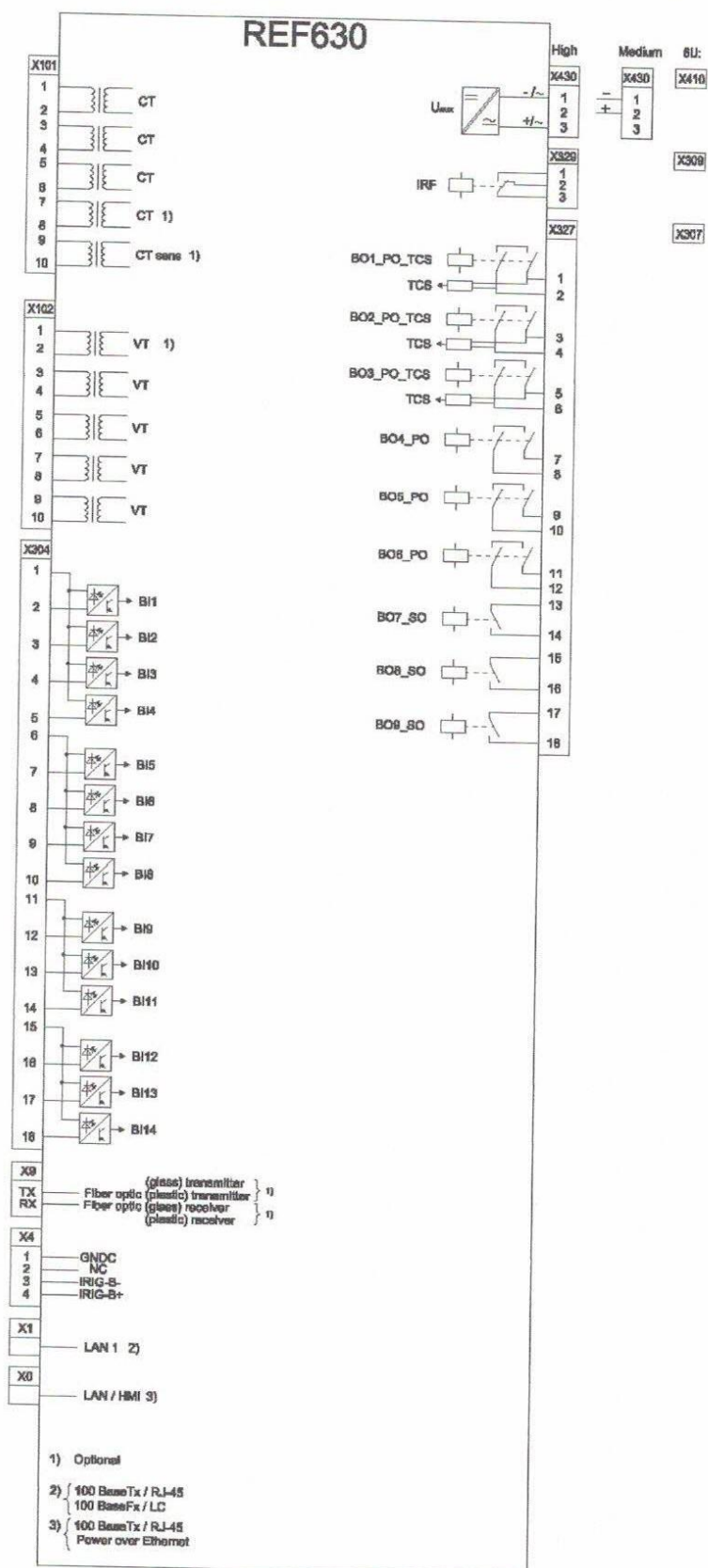


Ilustración 30 Diagrama de conexión del relé ABB REF 630

Fuente: Datasheet ABB Relé REF 630



## ANEXO 10

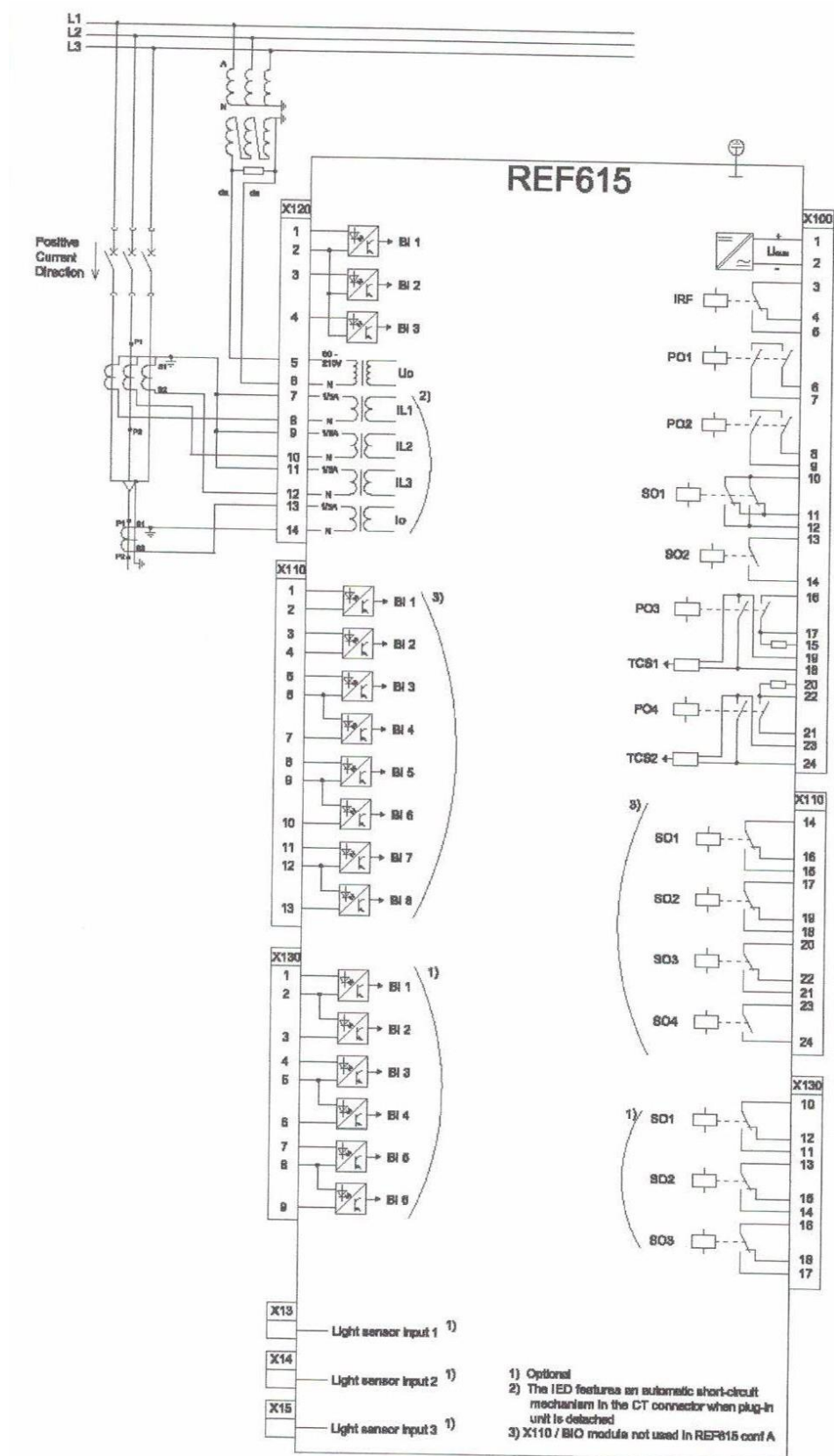
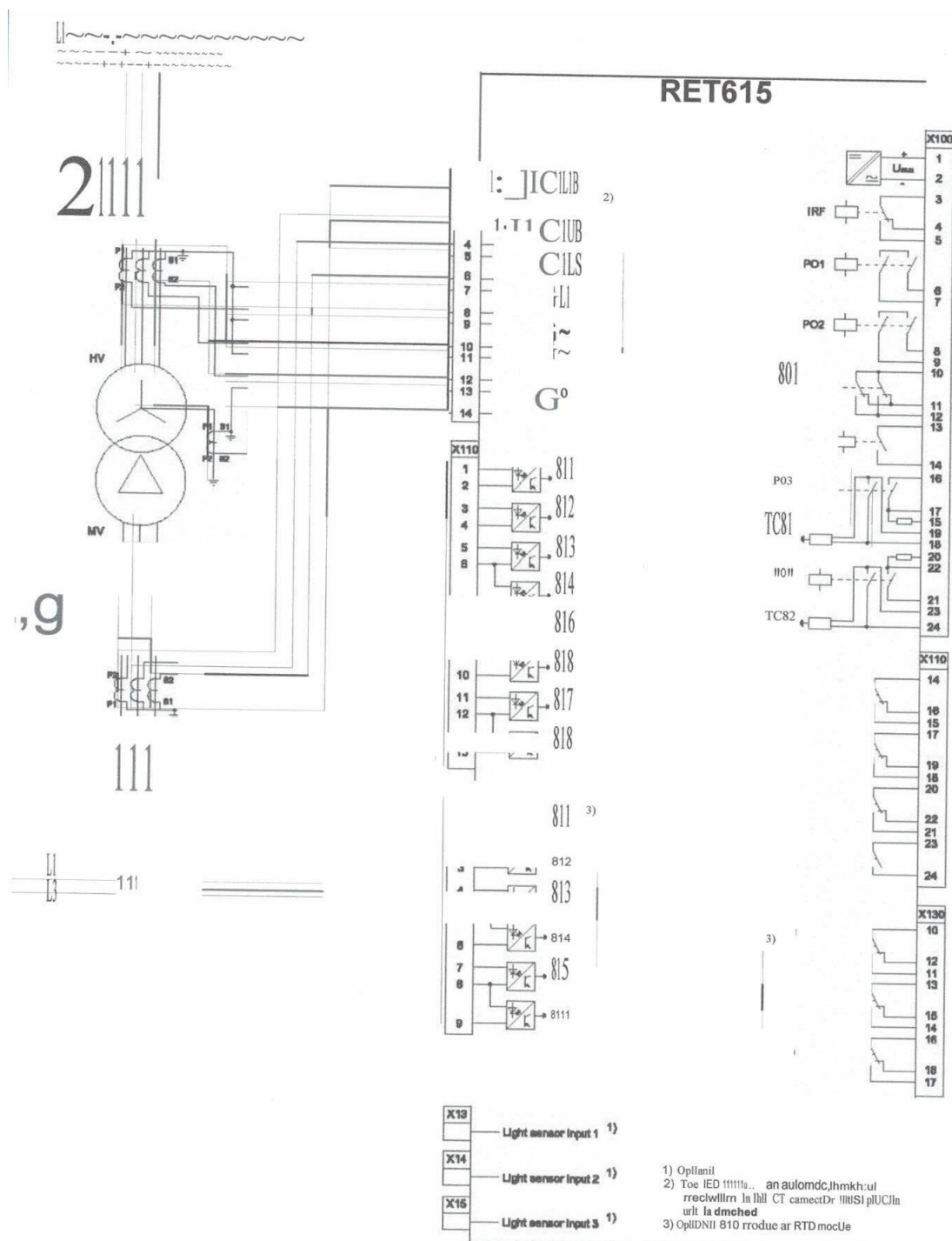


Ilustración 31 Diagrama de conexión del relé ABB REF 615

Fuente: Datasheet ABB Relé REF 615

## ANEXO 11



*Ilustración 32 Diagrama de conexión del relé ABB RET 615*

Fuente: Datasheet ABB Relé RET 615



**ANEXO 13****FOTOGRAFIAS**

*Fotografía 2 Mantenimiento de celda de transformación*



*Fotografía 1 Desmontaje de paneles de celda de transformación (trafo desenergizado y aterrado)*



*Fotografía 4 Transformador seco ABB 6 MVA Subestación Puerta C*



*Fotografía 3 Devanados en resina epóxica primario*





*Fotografía 6 Inspección de celda de transformación*



*Fotografía 5 Apertura de tapas modulares*



*Fotografía 8 Detalle de conexión de devanado y conductor de fase*



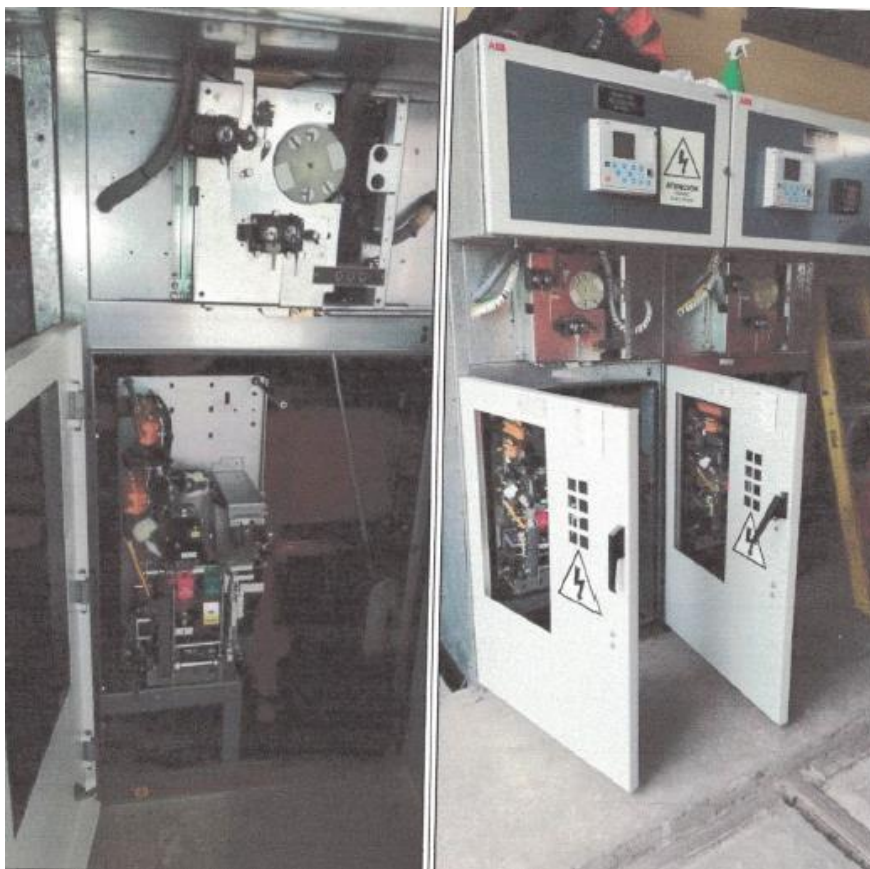
*Fotografía 7 Ajuste de terminales*



*Fotografía 10 Pruebas de resistencia de devanados*



*Fotografía 9 Pruebas de aislamiento a transformador seco*



*Fotografía 11 Celdas 22.9/10kV (K01 y K02)*



*Fotografía 12 Celdas de MT SE Puerta C*





*Fotografía 14 Aisladores*



*Fotografía 13 Barrajes y aisladores Celda J01*



*Fotografía 16 Accionamiento eléctrico de interruptor celda MT*



*Fotografía 15 Accionamiento mecánico de Celda K02*



*Fotografía 17 Celdas de media tensión 10kV - Sótano 2*



*Fotografía 18 Desmontaje de interruptor VD4 Sótano 2*



*Fotografía 19 Interruptor VD4 y barraje de celdas MT Sótano 2*





*Fotografía 21 Mantenimiento de celdas MT Sótano 2*



*Fotografía 20 Desmontaje de interruptor principal Celda E*



*Fotografía 23 Pruebas a interruptor VD4*



*Fotografía 22 Pruebas de relación de transformación*



*Fotografía 24 Instalaciones de subestación Sótano 2*



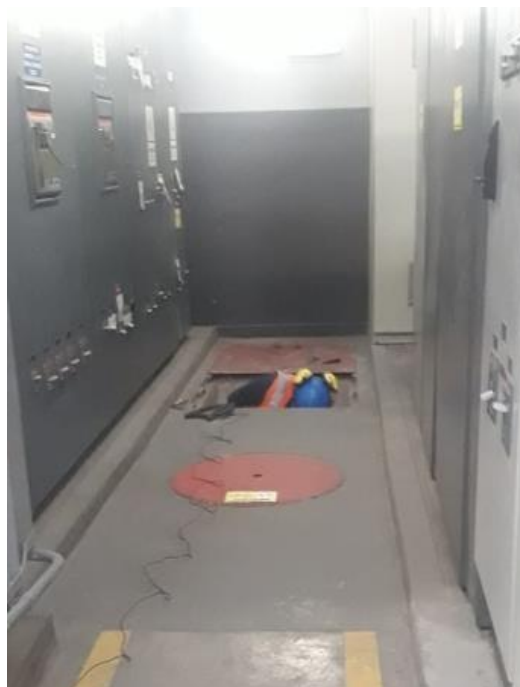
*Fotografía 25 05 Transformadores en aceite - Sótano 2*



Fotografía 26 Transformadores en aceite - Sótano 2



Fotografía 28 Interruptor principal TDP



Fotografía 27 Mantenimiento de pozo a tierra baja tensión





Fotografía 29 Tablero de señaléticas y sensores